

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 715

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA DA SUBSTITUIÇÃO DE
TRANSFORMADORES CONVENCIONAIS POR TRANSFORMADORES COM
NÚCLEO DE METAL AMORFO, CONSIDERANDO OS EFEITOS REGULATÓRIOS
SOBRE O INVESTIMENTO**

Gustavo Soares Martins da Costa

DATA DA DEFESA: 01/12/2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA (EEUFMG)
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE)

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA DA
SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES CONVENCIONAIS
POR TRANSFORMADORES COM NÚCLEO DE METAL
AMORFO, CONSIDERANDO OS EFEITOS REGULATÓRIOS
SOBRE O INVESTIMENTO**

Gustavo Soares Martins da Costa

Belo Horizonte

2011

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA DA
SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES CONVENCIONAIS
POR TRANSFORMADORES COM NÚCLEO DE METAL
AMORFO, CONSIDERANDO OS EFEITOS REGULATÓRIOS
SOBRE O INVESTIMENTO**

Gustavo Soares Martins da Costa

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^a. Wadaed Uturbey da Costa

Belo Horizonte - MG

Dezembro de 2011

C837a

Costa, Gustavo Soares Martins da.

Análise da viabilidade econômica e financeira da substituição de transformadores convencionais por transformadores com núcleo de metal amorfo, considerando os efeitos regulatórios sobre o investimento [manuscrito] / Gustavo Soares Martins da Costa. – 2011.

132 p., enc.: il.

Orientadora: Wadaed Uturbey da Costa.

Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices e anexos: 129-132.

Bibliografia: f. 121-128.

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Transformadores elétricos. I. Costa, Wadaed Uturbey da. II. Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)

"Análise da Viabilidade Econômica e Financeira da Substituição de Transformadores Convencionais por Transformadores com Núcleo de Metal Amorfo, Considerando os Efeitos Regulatórios sobre o Investimento"

Gustavo Soares Martins da Costa

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 01 de dezembro de 2011.

Por:



Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa
DEE (UFMG) - Orientadora



Prof. Dr. Waldir Matos Caminhas
DELT (UFMG)



Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez
CPH (UFMG)

DEDICATÓRIA

*A meus pais,
pelo amor, torcida, incentivo e carinho.*

AGRADECIMENTOS

Muitos foram aqueles que me incentivaram, assim como muitas foram as horas dedicadas para concretização deste trabalho. Conteí com o apoio e confiança de importantes pessoas e instituições neste processo, das quais, representadas pelos nomes a seguir, gostaria de registrar meu profundo agradecimento.

Primeiramente, agradeço a Deus, por me amar e me permitir chegar aqui, me capacitando para viabilizar essa grande conquista na minha vida.

Aos meus pais, Walfredo Martins da Costa e Maria Antônia Soares, e ao meu irmão, Guilherme Soares, por todo o amor, educação, vibração, cuidado, carinho, incentivo, coerência e construção dos meus valores. Sem vocês, nada seria possível. Vocês me deram a energia necessária para lutar e vencer.

À minha orientadora, Professora Doutora Wadaed Uturbey da Costa, pelo apoio, pela partilha, pelas reuniões, e por que não, pelos “puxões de orelha”, sempre com objetivo de me ver capacitado e apto para essa conquista.

Aos meus grandes e queridos amigos que cultivo desde os anos de colégio, dos quais destaco: Ewerton, pela sua disponibilidade e especial contribuição com o desenvolvimento do projeto, sem contar pela notável habilidade com planilhas, que lhe rendeu o apelido de “Cadista do Excel”; Neruda, pelo apoio certeiro no momento de aperto; Dudu “Baiano”, pela fé e inúmeras orações; Breno, pelo espírito empreendedor e pelo retiro em São Paulo; e Pedrosão pela sabedoria e palavras certas nos momentos de crise. Agradeço-lhes pela amizade sincera, incentivo e compreensão. Vocês foram fundamentais.

A todos os meus familiares, em nome de Fernando, dindinha Simone e Marcelo, que sempre estiveram prontos e me receberam com carinho e alegria.

Aos amigos da Cemig, dos quais também destaco: Roberto Márcio Coutinho, pelas primeiras palavras que me incentivaram buscar o desafio do mestrado; Luiz Henrique Silva Duarte, pela amizade e contribuição valiosa na escolha do tema, além dos inúmeros conselhos profissionais; Marco Antonio Martins Fonseca, pelo apoio, patrocínio, confiança e reconhecimento do meu esforço; Eivaldo Costa Couto, pela inestimável colaboração com o desenvolvimento do projeto; Roseli, pelo carinho e apoio incondicional; Wanderson Rodrigues e Geraldo Luiz Pontelo, pela disponibilidade e explicações a cerca do arcabouço regulatório incidente sobre investimentos no setor elétrico; Pauline e Giordano, por facilitar a

compreensão dos movimentos tarifários; Alessandro e Saad, pelo apoio no levantamento de dados; Patrícia, Márcia, Janaina, Débora e Luis Carlos Gomes, pelos momentos agradáveis na hora do almoço, além da grande torcida; Fredstwon e Gernan, pelas dicas e momentos de descontração; membros do Programa de Gestão Sucessória, em especial ao Carlos Henrique Afonso, Amanda Mascarenhas e Luciano Bucek, pelo crédito e incentivo; aos amigos da antiga ER, pelos ensinamentos, e à equipe de Equipamentos, coordenadores e demais amigos da Gerência de Engenharia da Expansão da Transmissão a qual faço parte, pelas inúmeras horas de convivência, amizade, partilha e torcida.

Aos queridos, importantes e fiéis amigos que ganhei nos anos de graduação na PUC Minas, representados aqui por Alisson, Alvaro, Claudiney “Brahma”, Fernanda, Taliba, Teca, e Reginaldo.

Aos amigos do grupo de estudos bíblicos, pela leveza, amizade, troca de experiências e, é claro, pelas orações de apoio.

Por fim, ao corpo docente e membros do colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG, pela oportunidade e voto de confiança.

EPÍGRAFE

*"Você vê coisas e diz: Por que?
mas eu sonho coisas que nunca existiram e digo: Por que não?"*

George Bernard Shaw

RESUMO

Este trabalho estuda a possibilidade de economia de energia proveniente da substituição de transformadores convencionais de Ferro Silício (FeSi) por transformadores com núcleo de metal amorfo em sistemas de distribuição, no longo prazo. Determinam-se os ganhos em energia e em demanda obtidos com a substituição e realiza-se a valoração monetária dos mesmos. Utilizam-se valores de perdas da norma ABNT (NBR 5440/1999), valores atualmente vigentes (edição 2011) e valores de perdas para transformadores de núcleo amorfo disponíveis na literatura. Para realizar a avaliação econômica do projeto de substituição de transformadores, desenvolve-se um modelo de fluxo de caixa que incorpora o efeito da regulamentação do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro. A análise é baseada em dados reais de uma concessionária brasileira e os resultados sinalizam uma economia acumulada em energia de 5,59 TWh e em demanda igual a 793,78 MW.

Palavras-chave: Transformadores de Distribuição. Perdas Técnicas. Perdas em Vazio. Núcleo de Metal Amorfo.

ABSTRACT

This work studies the energy savings obtained by replacing conventional distribution transformers, with grain-orientated (CGO) steel cores, by transformers with amorphous material core. The substitution is supposed to take place gradually, during a long time. The energy and demand gains that could be obtained are determined and a monetary valuation is accomplished. Transformers losses data given by the ABNT NBR 5440:1999 rule, from the 2011 review project of NBR 5440, are used. For cores of amorphous material there are no rules, therefore, typical losses provided in the literature are used. The economic assessment of the transformers substitution project is based on a cash flow model, which considers the effects of the Brazilian Distribution Electricity Sector regulation. The analysis is based on real data from a Brazilian distribution utility. Obtained results indicate energy savings of 5,59 TWh and demand savings of 793,78 MW.

Key-words: Distribution Transformers. Technical Losses (also referred to as “physical losses”). Hysteresis losses (also referred to as “no-load losses” or “magnetic losses”). Amorphous Core Material.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 2.1	Energia passante nas transformações de tensão ao longo dos sistemas de distribuição	24
FIGURA 2.2	Curvas de demanda e perdas de demanda e energia	25
FIGURA 2.3	Exemplo Perdas Não Técnicas por fraude de conexão em rede de distribuição aérea	27
FIGURA 2.4	Fluxograma simplificado do cálculo de perdas	30
FIGURA 2.5	Procedimentos cálculo de perdas: Perdas Fio à esquerda (procedimento <i>top-down</i>) e Perdas Regulares à direita (procedimento <i>bottom-up</i>)	32
FIGURA 2.6	Fotos de transformadores de redes de distribuição aérea	33
FIGURA 2.7	Circuito equivalente de transformador de dois enrolamentos	34
FIGURA 3.1	Perdas em vazio - evolução da tecnologia de grãos orientados	45
FIGURA 3.2	Estrutura atômica - CGO <i>versus</i> AMDT	50
FIGURA 3.3	Propriedades magnéticas - CGO <i>versus</i> AMDT	51
FIGURA 3.4	Transformadores de distribuição - Comparação de eficiência a 50% de carga para diferentes especificações de perdas.....	54
FIGURA 3.5	Perdas em vazio <i>versus</i> Indução magnética.....	55
FIGURA 3.6	Núcleo de metal amorfo - à esquerda disposição do núcleo com cinco pernas e à direita núcleo com bobinas montadas.....	57
FIGURA 3.7	Vista interna de transformador com núcleo de metal amorfo	57
FIGURA 4.1	Configuração final das componentes da TUSD e TE.....	69
FIGURA 4.2	Papel da ANEEL como agente de equilíbrio para desenvolvimento do mercado de energia elétrica entre os agentes do setor e em benefício da sociedade.....	70
FIGURA 4.3	Mecanismo de correção da Parcela A e B durante o Reajuste Tarifário Anual.....	72
FIGURA 4.4	Mecanismo de correção da Parcela A e B durante a Revisão Tarifária Periódica	72
FIGURA 4.5	Resumo do Processo de Revisão Tarifária Periódica	75
FIGURA 5.1	Demonstração gráfica do fluxo de caixa para três alternativas de investimento	77
FIGURA 5.2	Incidência do JOA na construção do fluxo de caixa.....	82
GRÁFICO 4.1	Quanto se paga em média por componente em uma conta de luz no Brasil de R\$ 100,00: 2007 gráfico superior e 2011 gráfico inferior.....	64
MAPA 2.1	Mapa das concessionárias de distribuição residenciais por R\$/MWh	21

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1	Concessionárias de distribuição de energia elétrica	22
TABELA 2.2	Coeficiente de Steimmetz para alguns metais	36
TABELA 2.3	Transformadores monofásicos 15 kV evolução valores nominais de perdas	38
TABELA 2.4	Transformadores trifásicos 15 kV evolução valores nominais de perdas ..	38
TABELA 2.5	Sistema de distribuição nacional - perdas técnicas e não técnicas - dados referentes ao segundo ciclo de revisão tarifária periódica	39
TABELA 2.6	Participação das perdas técnicas por segmento - Brasil - dados gerais ...	40
TABELA 2.7	Perdas em transformadores de distribuição.....	40
TABELA 2.8	SIN e subsistemas: índice de perdas (%) conforme relatório do PDEE 2010-2019	41
TABELA 2.9	Impacto de medidas para a redução de perdas em vazio.....	43
TABELA 2.10	Impacto de medidas para a redução de perdas em carga	44
TABELA 3.1	Evolução histórica na produção de lâminas de aço ferromagnético.....	47
TABELA 3.2	Transformadores monofásicos - valores nominais de perdas	55
TABELA 3.3	Transformadores trifásicos - valores nominais de perdas	56
TABELA 4.1	Modalidades de tarifas binômias aplicadas exclusivamente a consumidores do Grupo "A".....	61
TABELA 4.2	Principais encargos setoriais inseridos sobre a fatura de distribuição de energia elétrica.....	63
TABELA 5.1	Constantes de perdas de demanda e energia, para $k=0,15$	86
TABELA 6.1	Concessionária - perdas técnicas e não técnicas - dados referentes ao segundo ciclo de revisão tarifária periódica	92
TABELA 6.2	Concessionária - participação das perdas técnicas por segmento.....	93
TABELA 6.3	Concessionária - perdas em transformadores de distribuição.....	93
TABELA 6.4	Concessionária - transformadores monofásicos instalados	94
TABELA 6.5	Concessionária - transformadores trifásicos instalados	95
TABELA 6.6	Concessionária - tarifa horo-sazonal azul (TUSD+TE) - ano 2011 - Ref.: ReH nº 1.127/11	95
TABELA 6.7	Transformadores monofásicos - preço unitário - ref.: 2T 2010.....	105
TABELA 6.8	Transformadores trifásicos - preço unitário - ref.: 2T 2010.....	106
TABELA 6.9	Concessionária - CCC e CDE - percentual sobre receita.....	107
TABELA 6.10	Cálculo do JOA - $r_a = 7,57\%$	108
TABELA 6.11	Apuração de perdas - transformadores monofásicos.....	109

TABELA 6.12	Apuração de perdas - transformadores trifásicos.....	109
TABELA 6.13	Apuração da receita acumulada, projetada para 2031.....	110
TABELA 6.14	Apuração do investimento acumulado, projetado para 2031	111
TABELA 6.15	Demonstração de Resultado, acumulado até 2031, em R\$ mil.....	111
TABELA 6.16	Demonstração do Fluxo de Caixa, acumulado até 2031, em R\$ mil.....	112
TABELA 6.17	Análise de viabilidade.....	113
TABELA 6.18	Demonstrações financeiras - resumo geral ano a ano, em R\$ mil	114

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AIS	Ativo Imobilizado em Serviço
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BRR	Base de Remuneração Regulatória
CA	Custos Adicionais
CAPM	<i>Capital Assets Pricing Model</i>
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CED	Custo Unitário Evitado de Demanda
CEE	Custo Unitário Evitado de Energia
CENELEC	<i>European Committee for Electrotechnical Standardization</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos
CGO	<i>Conventional Grain-Orientated Steels</i>
CIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (tributo municipal)
CNI	Confederação Nacional da Indústria
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (tributo federal)
COM	Componentes Menores
CSLL	Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DOE	<i>U.S. Department of Energy</i>
DRA	Data de Referência Anterior
DRP	Data do Reajuste em Processamento
EE	Eficiência Energética
EEF	Equilíbrio Econômico-Financeiro
EF	Energia Fornecida
EI	Energia Injetada
EP	Energia Passante
EP	Equipamentos Principais
EPA	<i>Environmental Protection Agency's</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

ESS	Encargos de Serviços do Sistema
F	Horário Fora de Ponta
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FCI	Fluxo de Caixa Incremental
FeSi	Ferro Silício
FS	Horário Fora de Ponta em Período Seco
FU	Horário Fora de Ponta em Período Úmido
HiB	<i>High permeability grain-oriented steels</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (tributo estadual)
IEL-NC	Instituto Euvaldo Lodi - Nacional
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
ILL	Índice de Lucratividade Líquida
IVI	Indicador de Variação da Inflação
IPCA	Índice de Preço ao Consumidor Amplo
IPTS	Índice de Perdas Técnicas nos Segmentos
IRT	Índice de Reajuste Tarifário
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica
JOA	Juros sobre Obras em Andamento
LAJIDA	Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MPEE	Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética
MT	Média Tensão
MUST	Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
P	Horário de Ponta
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (tributo federal)
PD	Perdas na Distribuição
PDTI	Programa de Desenvolvimento Tecnológico e Industrial
PEE	Programas de Eficiência Energética
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS	Programas de Integração Social (tributo federal)
PMSO	Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outras despesas
PNE	Plano Nacional de Energia
PNT	Perdas Não Técnicas
PPD	Porcentagem de Perdas na Distribuição

PPNT	Porcentagem de Perdas Não Técnicas
PPT	Porcentagem de Perdas Técnicas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PROPHET	<i>Promotion Partnership for High Efficiency Transformers</i>
PS	Horário de Ponta em Período Seco
PT	Perdas Técnicas
PTS	Perdas Técnicas do Segmento
PU	Horário de Ponta em Período Úmido
REN	Resolução Normativa ANEEL
RGR	Reserva Global de Reversão
ROL	Receita Operacional Líquida
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
S	Período Seco
SDAT	Sistemas de Distribuição em Alta Tensão
SDBT	Sistemas de Distribuição em Baixa Tensão
SDMT	Sistemas de Distribuição em Média Tensão
SEEDT	<i>Strategies for Energy Efficient Distribution Transformers</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
TE	Tarifa de Energia Elétrica
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno (TIR)
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
TUST _{RB}	Tarifa de uso das instalações de transmissão da Rede Básica
TUST _{FR}	Tarifa de uso das instalações de fronteira
U	Período Úmido
VNR	Valor Novo de Reposição
VMU	Valor de Mercado em Uso
VPA ₀	Valor da Parcela A na Data de Referência Anterior
VPA ₁	Valor atualizado da Parcela A na Data de Reajuste em Processamento
VPB ₀	Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior

VPB ₁	Valor atualizado da Parcela B na Data de Reajuste em Processamento
VPL	Valo Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	17
1.1 MOTIVAÇÃO	18
1.2 OBJETIVOS	19
1.3 APRESENTAÇÃO DO TRABALHO.....	19
CAPÍTULO 2 - PERDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA	20
2.1 COMPOSIÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO	20
2.2 CLASSIFICAÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL	23
2.3 ASPECTOS REGULATÓRIOS SOBRE AS PERDAS NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO.....	24
2.3.1 <i>Classificação das perdas elétricas do Sistema de Distribuição</i>	<i>25</i>
2.3.2 <i>Forma de rateio nos sistemas elétricos de distribuição</i>	<i>27</i>
2.3.3 <i>Metodologia para cálculo de perdas técnicas nos sistemas de distribuição.....</i>	<i>28</i>
2.3.3.1 <u>Breve histórico</u>	<u>28</u>
2.3.3.2 <u>Procedimento de cálculo e indicadores</u>	<u>30</u>
2.4 CARACTERIZAÇÃO DE PERDAS EM TRANSFORMADORES	33
2.4.1 <i>Crítérios normativos para especificação de perdas em transformadores de distribuição no Brasil.....</i>	<i>37</i>
2.4.2 <i>Metodologia para apuração de perdas em transformadores conforme PRODIST</i>	<i>38</i>
2.5 ESTRATIFICAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO (BRASIL E MUNDO).....	39
2.5.1 <i>Potencial de redução de perdas em transformadores de distribuição.....</i>	<i>40</i>
2.5.2 <i>Ações para redução de perdas em transformadores de distribuição.....</i>	<i>41</i>
CAPÍTULO 3 - TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO COM NÚCLEO DE METAL AMORFO.....	45
3.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA NA PRODUÇÃO DE LÂMINAS DE AÇO FERROMAGNÉTICO	45
3.2 DESENVOLVIMENTO DAS LIGAS AMORFAS.....	47
3.3 PROPRIEDADES FÍSICAS DAS LIGAS AMORFAS.....	48
3.3.1 <i>Espessura das lâminas</i>	<i>48</i>
3.3.2 <i>Dureza</i>	<i>49</i>
3.3.3 <i>Fator de empilhamento.....</i>	<i>49</i>
3.3.4 <i>Efeito de recozimento.....</i>	<i>49</i>
3.3.5 <i>Indução magnética</i>	<i>50</i>
3.3.6 <i>Propriedades elétricas.....</i>	<i>51</i>
3.3.7 <i>Magnetostricção</i>	<i>51</i>
3.4 EFICIÊNCIA DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	52
3.5 APLICAÇÃO DE LIGAS AMORFAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO.....	54

CAPÍTULO 4 - COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	58
4.1 COMPONENTES DA TUSD	65
4.2 COMPONENTES DA TE	68
4.3 REGULAÇÃO POR INCENTIVOS	70
4.4 MECANISMOS DE CORREÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	71
4.4.1 <i>Reajuste Tarifário Anual</i>	71
4.4.2 <i>Revisão Tarifária Periódica</i>	72
4.4.3 <i>Revisão Tarifária Extraordinária</i>	75
CAPÍTULO 5 - MODELO TRADICIONAL DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO	76
5.1 FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL.....	76
5.2 EFEITO DA REGULAÇÃO NA FORMAÇÃO DA RECEITA ADVINDA DE INVESTIMENTO NO SETOR ELÉTRICO.....	78
5.2.1 <i>Base de Remuneração Regulatória</i>	80
5.2.2 <i>Custo Médio Ponderado de Capital Próprio e de Terceiros - WACC Regulatório</i>	82
5.2.3 <i>Quota de Reintegração Regulatória</i>	83
5.2.4 <i>Custo evitado com a redução de perdas</i>	83
5.2.5 <i>Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido</i>	86
5.3 SÍNTESE DAS VARIÁVEIS DO FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	87
5.4 CRITÉRIO PARA ANÁLISE DE PROJETOS - METODOLOGIA TRADICIONAL APLICADA AO SETOR ELÉTRICO.....	89
5.4.1 <i>Valor Presente Líquido</i>	89
5.4.2 <i>Taxa Interna de Retorno</i>	90
CAPÍTULO 6 - ESTUDO DE CASO: DADOS, METODOLOGIA, PREMISSAS E RESULTADOS	92
6.1 DADOS DA CONCESSIONÁRIA ESCOLHIDA	92
6.1.1 <i>Composição das Perdas Técnicas e Não Técnicas</i>	92
6.1.1.1 <u>Estratificação das perdas em transformadores de distribuição (A4/B)</u>	93
6.1.2 <i>Potencial de redução de perdas - total de transformadores FeSi instalados</i>	93
6.1.3 <i>Estrutura tarifária vigente</i>	95
6.2 METODOLOGIA	96
6.2.1 <i>Cálculo da redução das perdas de demanda e de energia</i>	97
6.2.1.1 <u>Perdas - valores unitários (W/un)</u>	97
6.2.1.2 <u>Determinação do custo das perdas no Cenário 1</u>	97
6.2.1.3 <u>Determinação do custo das perdas no Cenário 2</u>	102
6.2.1.4 <u>Determinação da receita operacional do investimento</u>	103
6.2.3 <i>Demonstrações Financeiras</i>	103
6.3 PREMISSAS	104

6.3.1	<i>Transformadores</i>	104
6.3.2	<i>Constantes de perdas e variação do Custo Unitário Evitado</i>	104
6.3.3	<i>Preço das unidades transformadoras (Valor Novo de Reposição)</i>	105
6.3.4	<i>Custos de projeto e instalação</i>	106
6.3.5	<i>Deduções à receita - Cálculo das componentes CCC e CDE</i>	107
6.3.6	<i>WACC Regulatório</i>	107
6.3.7	<i>Despesas Financeiras - JOA</i>	108
6.3.8	<i>Despesas Operacionais - Despesas Administrativas</i>	108
6.4	RESULTADOS	108
6.4.1	<i>Apuração de perdas</i>	109
6.4.2	<i>Receita operacional</i>	110
6.4.3	<i>Investimento</i>	111
6.4.4	<i>Demonstração de Resultado (DRE)</i>	111
6.4.5	<i>Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC)</i>	112
6.4.6	<i>Análise de viabilidade</i>	113
	CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES	116
7.1	SUGESTÕES DE PRÓXIMOS TRABALHOS	119
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121
	APÊNDICE I	129
	APÊNDICE II	131
	ANEXO A	132

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

No sistema elétrico, a transmissão e distribuição de energia a longas distâncias são realizadas, predominantemente, em tensões elevadas, incompatíveis para utilização em equipamentos industriais, comerciais e residenciais. Contudo, essa escolha permite a redução de perdas elétricas associadas ao transporte de energia elétrica ao longo das redes. A redução de perdas elétricas é compatível com políticas de eficiência energética evitando investimentos em novos parques de geração, o que acarretaria aumento de emissões de gases do efeito estufa e impactos ambientais com construção de barragens, tema atualmente com grande destaque internacional.

Transformadores de potência são equipamentos necessários para permitir o transporte econômico da eletricidade ao longo das redes de transmissão e distribuição até os locais de consumo. São projetados para elevar ou reduzir a tensão para atender necessidades específicas das redes elétricas. Contudo, a utilização desses equipamentos introduz perdas elétricas no sistema. A parcela dos custos associados à implantação, operação e manutenção de sistemas de energia elétrica relacionada aos transformadores de distribuição é bastante significativa. Por esse motivo, estes transformadores têm sido alvo de ações de efficientização em diversos países do mundo

Segundo CEMIG (2006), é obrigação da concessionária de distribuição levar a energia elétrica aos seus consumidores. Para cumprir esse compromisso, as empresas distribuidoras assumem custos que devem ser cobertos pela tarifa de energia.

No Brasil, os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica são regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que promove a atualização das tarifas das distribuidoras através dos processos de reajuste tarifário, revisão tarifária periódica ou revisão tarifária extraordinária.

A ANEEL deve contar com mecanismos que a permitam calcular o valor “justo” da tarifa, ou seja, o valor que contemple a prestação eficiente de serviço ao menor custo para o consumidor bem como uma remuneração adequada para as concessionárias [Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007)].

1.1 Motivação

Dados estatísticos em Couto (2010) apontam que, em 2005, as perdas totais nas redes elétricas em todo o mundo correspondiam a 1279 TWh, ou 9,2% de toda a energia elétrica injetada no sistema, representando um custo de US\$ 61 bilhões e emissões de mais de 700 milhões de toneladas de gases responsáveis pelo efeito estufa. Deste total de perdas, os transformadores de distribuição respondem por cerca de 30%, equivalente a 376 TWh, sendo considerado o segundo maior componente de perdas de uma rede de distribuição de energia elétrica, perdendo somente para os cabos que compõem a rede de média tensão.

No Brasil, em 2005, após o término do primeiro ciclo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) das concessionárias de serviço público de distribuição, o montante de perdas elétricas globais reconhecido pela ANEEL foi de 15% de toda a energia injetada no sistema de distribuição, sendo, desse valor, 68% correspondente às perdas técnicas [Araujo (2007)]. Para valoração das perdas na distribuição de energia elétrica, Araujo (2007) adotou o valor da tarifa média de venda de energia de R\$ 231,35/MWh, estimando-se, a partir desse, um custo em torno de R\$ 15,5 bilhões para a sociedade brasileira já considerando a carga tributária (ICMS, PIS e COFINS). O valor da tarifa média de venda de energia reflete não só os custos de aquisição de energia, mas também os respectivos custos de transmissão e de distribuição.

Quanto à participação dos transformadores de distribuição no montante de perdas do sistema elétrico brasileiro, Sanguedo *et al.* (2008) concluem que, em 2007, as perdas totais em transformadores de distribuição são de 8,1 TWh por ano, sendo 56% proveniente de perdas em carga e 44% de perdas em vazio.

A utilização de aço de metal amorfo na fabricação de núcleos de transformadores de distribuição permite reduzir as perdas em vazio em até 74%, quando comparados com os valores estabelecidos pela ABNT (NBR 5440/2011) [ABNT (2011)].

Investimentos em distribuição exigem planejamento de longo prazo. Conforme descrito por Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007), a regulação do setor elétrico deve promover um ambiente seguro e confiável que estimule os investimentos, o contínuo aumento da produtividade das empresas, o aprimoramento dos serviços e a modicidade tarifária. Neste sentido, este trabalho apresenta a importância de ações para redução de perdas em transformadores dos sistemas de distribuição de energia elétrica, associada ao investimento necessário para promover tais ações, considerando os efeitos da regulação na formação da receita da concessionária.

1.2 Objetivos

O objetivo geral da dissertação é realizar a avaliação econômica de um projeto de substituição dos transformadores convencionais de redes aéreas de distribuição por transformadores com menores perdas, com núcleo de material amorfo.

Para tanto, elabora-se um modelo de fluxo de caixa do projeto, estuda-se e modela-se o efeito da regulamentação do setor de distribuição de energia elétrica no fluxo de caixa e, finalmente, aplicam-se os critérios tradicionais de avaliação de projetos de valor presente líquido e taxa interna de retorno.

1.3 Apresentação do trabalho

Esta dissertação apresenta mais seis capítulos que seguem a seguinte organização:

- a) Capítulo 2: apresenta as perdas nos sistemas elétricos de distribuição no Brasil e no mundo, com foco no impacto das perdas em transformadores de distribuição. Apresenta também aspectos regulatórios sobre as perdas de energia e perdas de demanda nos sistemas de distribuição brasileiros. Além disso, discute sobre o potencial de redução de perdas, bem como critérios de especificação e tecnologias emergentes para redução de perdas em transformadores de distribuição;
- b) Capítulo 3: identifica as vantagens e desvantagens quanto à utilização de chapas de aço de metal amorfo comparadas ao emprego de chapas de aço-silício convencional na construção de núcleos de transformadores de redes de distribuição aérea;
- c) Capítulo 4: apresenta as regras de regulação do setor elétrico brasileiro, destacando a composição da TUSD e da TE, e os mecanismos de correção das tarifas;
- d) Capítulo 5: apresenta o modelo tradicional de análise de investimentos no setor elétrico de distribuição, destacando o efeito da regulação na formação da receita advinda do investimento e as variáveis a serem consideradas na construção do fluxo de caixa incremental;
- e) Capítulo 6: apresenta um estudo de caso realizado sobre dados reais de uma importante concessionária do estado de Minas Gerais com objetivo de avaliar o retorno sobre o investimento no projeto de substituição de transformadores;
- f) Capítulo 7: apresenta as conclusões do estudo proposto e sugere temas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

PERDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA

Para as concessionárias de distribuição, a redução das perdas elétricas representa oportunidade de agregar valor e qualidade ao produto oferecido aos seus consumidores. Além disso, a redução de perdas adia investimentos em ampliação da capacidade de geração instalada e conseqüentes impactos ambientais associados a essa expansão de capacidade.

Para o agente regulador, a redução das perdas representa o aprimoramento dos serviços e investimentos realizados pelas concessionárias, a garantia de manutenção do patrimônio da concessão e a possibilidade de expansão do atendimento com menor custo.

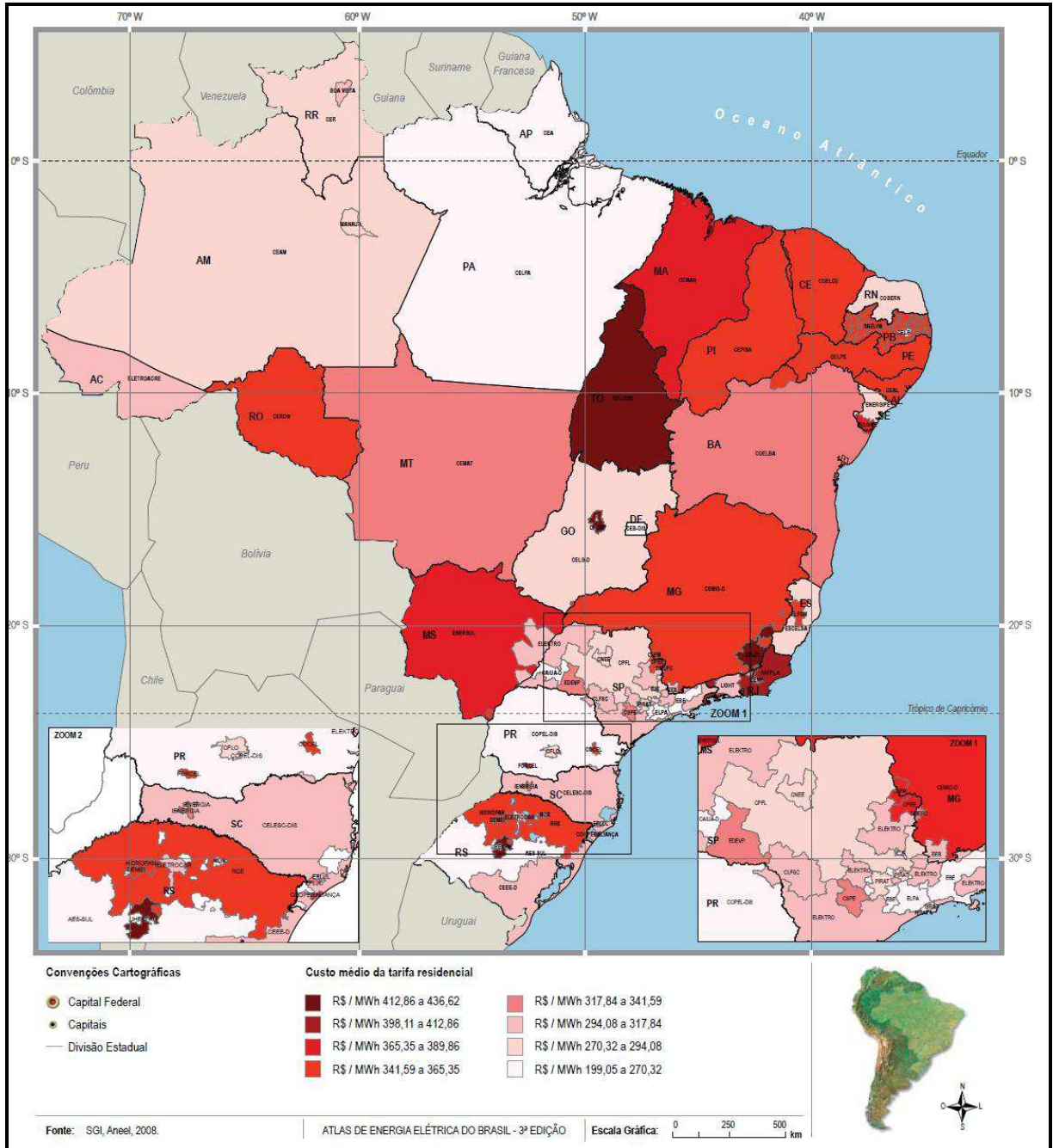
2.1 Composição do mercado de distribuição brasileiro

Segundo dados do sítio da ANEEL, em 2010 o mercado de distribuição brasileiro era composto por 64 concessionárias, dentre estatais ou privadas, responsáveis pela prestação do serviço em todo o território nacional. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais, enquanto em muitas concessionárias privadas verifica-se a presença de empresas estrangeiras em seus controles acionários, das quais se destacam as norte-americanas, espanholas e portuguesas.

Ainda segundo o sítio da ANEEL, esse mercado é responsável pelo atendimento a cerca de 47 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros.

O Mapa 2.1, disponível em [ANEEL (2008) Atlas], ilustra a classificação das concessionárias brasileiras no ano de 2008 pelo custo médio da tarifa residencial, em R\$/MWh.

A Tabela 2.1 lista as 64 concessionárias presentes no mercado de distribuição brasileiro no ano de 2010.



Mapa 2.1: Mapa das Concessionárias de Distribuição Residenciais
 Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 3ª edição [ANEEL (2008) Atlas]

TABELA 2.1 CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA					
Sigla	Concessionária	Área de Concessão	Sigla	Concessionária	Área de Concessão
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A	RS	COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN
AmE	Amazonas Distribuidora de Energia S/A	AM	CPEE	Companhia Paulista de Energia Elétrica	SP
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A	RJ	CPFL- Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S/A	SP	CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP
Boa Vista	Boa Vista Energia S/A	RR	CSPE	Companhia Sul Paulista de Energia	SP
CAUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A	SP	DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	AP	DMEPC	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	MG
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	EBO	Energisa Borborema Distribuidora de Energia S.A.	PB
CEB-DIS	CEB Distribuição S/A	DF	EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	SP
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS	EEB	Empresa Elétrica Bragantina S/A.	MG e SP
CELESC-DIS	Celesc Distribuição S.A.	SC	EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	SC
CELG-D	Celg Distribuição S.A.	GO	EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	SC
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A (Interligado)	PA	ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	MS e SP
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre	AC
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	TO	ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A	RS
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão (Interligado)	MA	ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	SP
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A. (Interligado)	MT	ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A.	ES
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	MG
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A. (Interligado)	MS
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A	RO	ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	RJ
CERR	Companhia Energética de Roraima	RR	EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	PB
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste	PR	ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	ES
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO	ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE
CJE	Companhia Jaguarí de Energia	SP	FORCEL	Força e Luz Coronel Vívica Ltda	PR
CLFM	Companhia Luz e Força Mococa	MG e SP	HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S/A.	RS
CLFSC	Companhia Luz e Força Santa Cruz	SP	IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	SC
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	SP	JARI	Jari Celulose S/A	PA
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia	PR	LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S/A.	RJ
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	MUX-Energia	Muxfeldt Marín & Cia. Ltda	RS
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	RGE	Rio Grande Energia S/A.	RS
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	SC	SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE
COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A	PR	UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	RS

Fonte: ANEEL, 2010

2.2 Classificação dos sistemas de distribuição no Brasil

Define-se como sistemas de distribuição o conjunto de instalações e equipamentos elétricos existentes na área de atuação de uma distribuidora, sob sua propriedade, não alcançando as Demais Instalações de Transmissão (DIT) [ANEEL (2010) PRODIST: módulo 1].

Ainda, conforme [ANEEL (2010) PRODIST: módulo 1], no Brasil, os sistemas de distribuição são classificados segundo o nível de tensão de fornecimento e grupo tarifário, “A” ou “B”, das unidades consumidoras conectadas, como descrito abaixo e ilustrado na Figura 2.1:

- a) sistema de distribuição de alta tensão (SDAT):** conjunto de linhas e subestações que conectam as barras da rede básica ou de centrais geradoras às subestações de distribuição em tensões iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL. Estão conectadas ao SDAT as unidades consumidoras do chamado Grupo “A” de consumidores, e subdivididos nos segmentos listados a seguir. Caracterizam-se por estrutura tarifária binômica, ou seja, conjunto de tarifas de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável:
- subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
 - subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
 - subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;
- b) sistema de distribuição de média tensão (SDMT):** conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados em tensões típicas superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV, na maioria das vezes com função primordial de atendimento a unidades consumidoras, podendo conter geração distribuída. Estão conectadas ao SDMT as unidades consumidoras dos demais segmentos do Grupo “A”, também caracterizadas por estrutura tarifária binômica:
- subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
 - subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
 - subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição;
- c) sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT):** conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados em tensões nominais inferiores ou iguais a 1 kV. Estão conectadas ao SDBT as unidades consumidoras do Grupo “B”, caracterizadas por estrutura tarifária monômica, ou seja, tarifa de fornecimento de

energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa. Estão subdivididos nos seguintes segmentos:

- subgrupo B1 - residencial;
- subgrupo B2 - rural abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;
- subgrupo B3 - outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- subgrupo B4 - iluminação pública.

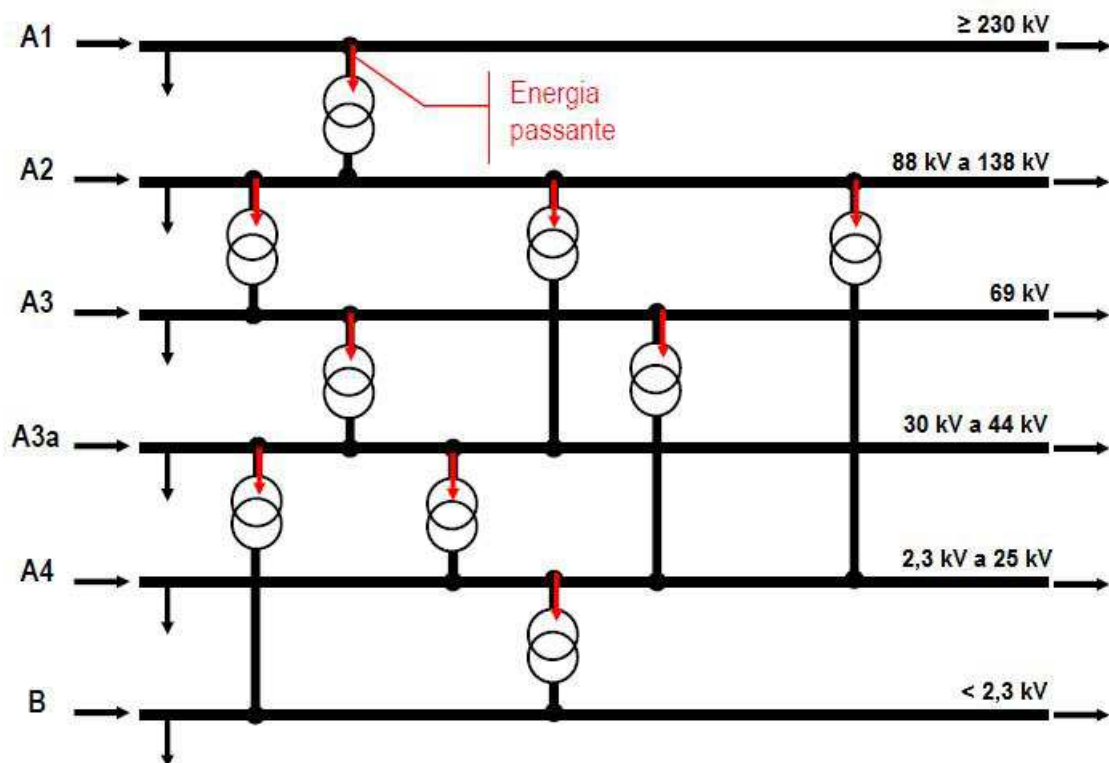


Figura 2.1: Energia passante nas transformações de tensão ao longo dos sistemas de distribuição
Fonte: Nota Técnica nº 0035/2007-SRD/ANEEL - Anexo

2.3 Aspectos regulatórios sobre as perdas nos sistemas elétricos de distribuição

O papel da ANEEL é regular e fiscalizar a prestação dos serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. Como agência reguladora, sua atuação tem por objetivo garantir, por meio da regulamentação e fiscalização, a operação de todos os agentes em um ambiente de equilíbrio que permita, às companhias, a obtenção de resultados sólidos ao longo do tempo e, ao consumidor, a modicidade tarifária [ANEEL (2008) Atlas].

2.3.1 Classificação das perdas elétricas do Sistema de Distribuição

As perdas elétricas globais do sistema de distribuição correspondem ao montante de perdas elétricas reconhecidas pela ANEEL quando da revisão tarifária periódica de concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição. São compostas por perdas na Rede Básica, Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas [ANEEL (10/10/2005)]. Essencialmente são definidas como a diferença entre a energia injetada no sistema elétrico e a energia efetivamente fornecida pela distribuidora [ANEEL (2010) PRODIST: módulo 1].

As perdas na Rede Básica correspondem às perdas inerentes aos sistemas de transmissão, relativas ao processo de transporte da energia elétrica até a fronteira com os sistemas de distribuição. Seus valores são computados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

As Perdas Técnicas caracterizam-se conforme a natureza em perdas de energia e perdas de demanda. As perdas de energia correspondem à diferença, em MWh, entre a energia de entrada e a energia de saída em um componente do sistema elétrico em um intervalo de tempo. Já as perdas de demanda, ou perdas de potência, correspondem à diferença, em MW, entre a demanda de entrada e a demanda de saída em um componente do sistema elétrico num dado instante [ANEEL (04/10/2005)]. A Figura 2.2 contribui para o entendimento entre o conceito de perda de energia e perda de demanda.

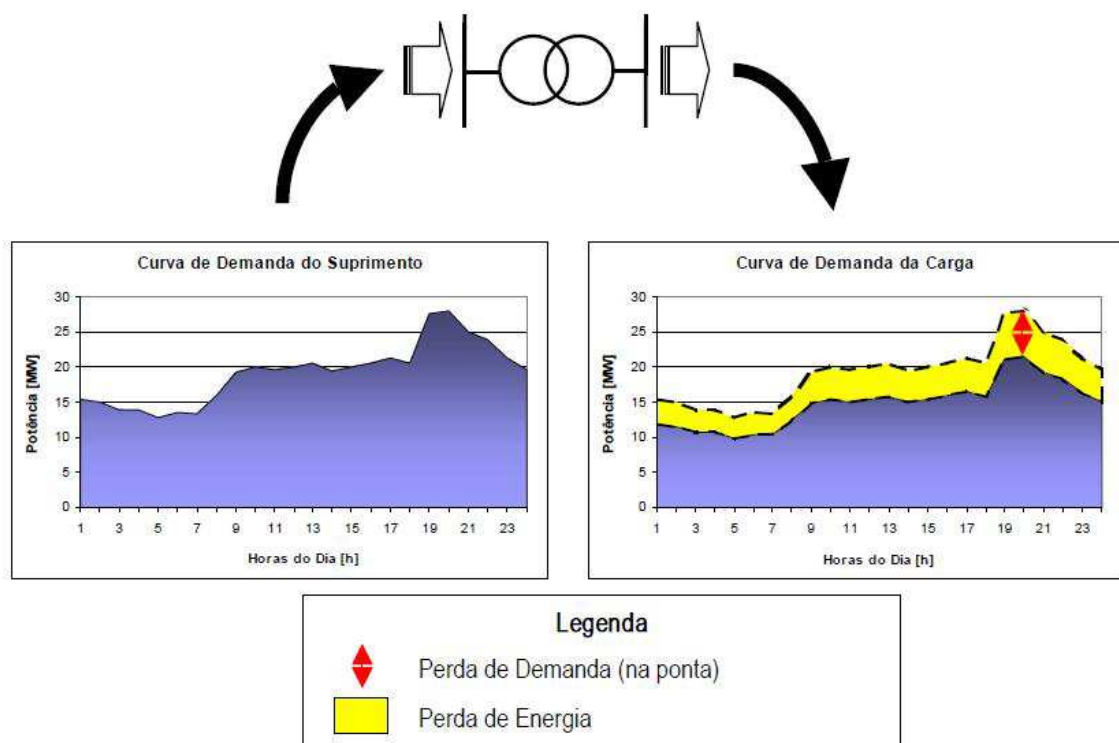


Figura 2.2: Curvas de demanda e perdas de demanda e energia
Fonte: Nota Técnica nº 302/2005–SRE/ANEEL [ANEEL (04/10/2005)]

As Perdas Técnicas de energia correspondem ao montante de energia elétrica dissipada ao longo dos sistemas de distribuição, decorrente das leis da física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição do fluxo de potência. São compostas pela soma de três componentes [ANEEL (2010) PRODIST: módulo 1]:

- a) perdas por Efeito Joule - dissipação de energia em calor diretamente proporcional ao quadrado da corrente elétrica que circula na resistência ôhmica de um condutor;
- b) perdas por Efeito corona - descargas parciais ao redor de condutor energizado proveniente de campo elétrico superficial que excede limiar de ruptura. Nesse caso a energia é dissipada para o meio na forma de luz, som, partículas carregadas eletricamente e ondas eletromagnéticas na faixa de radiofrequência;
- c) perdas magnéticas - calor gerado durante laços de histerese (alinhamento dos domínios magnéticos e saturação de crescimento do campo magnético) e circulação de correntes parasitas induzidas em material ferromagnético submetido a aplicação de campo magnético externo variável no tempo.

A perda técnica de energia representa um custo direto para a distribuidora, uma vez que a mesma deverá prever, além do montante para atendimento a seus consumidores, a aquisição de energia suficiente para suprir essas perdas. Parte desta despesa é repassada pela concessionária às tarifas conforme critérios estabelecidos nos processos de revisão tarifária, que serão abordados com mais detalhes no Capítulo 4. Por outro lado, a perda técnica de demanda não incorre em uma despesa direta para a distribuidora, dado que existe repasse integral do Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) contratado na composição da componente TUSD - Fio A, que também será descrita no Capítulo 4 [ANEEL (04/10/2005)].

Por último, as Perdas Não Técnicas, também conhecidas como Perdas Comerciais, correspondem à parcela de energia consumida e não faturada pela concessionária de distribuição, devido a irregularidades no cadastro de consumidores, erro de medição ou fraudes nas instalações de consumo [ANEEL (10/10/2005)]. Exemplo de fraude nas instalações de consumo é demonstrado na Figura 2.3.



Figura 2.3: Exemplo de Perdas Não Técnicas por fraude de conexão em rede de distribuição aérea
Fonte: ANEEL (2005) Textos para discussão II

2.3.2 Forma de rateio nos sistemas elétricos de distribuição

As perdas elétricas globais reconhecidas pela ANEEL são remuneradas através da tarifa de fornecimento de energia elétrica, composta pela Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e pela Tarifa de Energia Elétrica (TE), conforme será visto com maiores detalhes no Capítulo 4.

O rateio das perdas globais é realizado dentro da Parcela A da tarifa de fornecimento, que corresponde aos custos Não-Gerenciáveis pela distribuidora, sendo esses custos repassados integralmente aos consumidores finais nos processos de revisão tarifária periódica.

As perdas no sistema de distribuição ocorrem de forma diferenciada por nível de tensão. Dessa forma, quanto maior o nível de tensão, menor o montante de perdas elétricas no transporte da energia até as unidades de consumo [ANEEL (04/10/2005)], exigindo da ANEEL o estabelecimento de regras de rateio diferenciadas para cada componente das perdas globais.

2.3.3 Metodologia para cálculo de perdas técnicas nos sistemas de distribuição

2.3.3.1 Breve histórico

A quantidade de elementos que constituem cada segmento dos sistemas de distribuição, associada ao comportamento aleatório das cargas e no contínuo processo de expansão, torna complexo a avaliação das perdas técnicas. Na prática, essas não podem ser medidas diretamente. Uma metodologia de cálculo consistente deve pressupor o uso de variadas técnicas, que interajam entre si, para se obter um resultado que possa ser validado e considerado para diversos fins regulatórios, entre eles o da regulação econômica [ANEEL (08/11/2007)].

Assim, desde 2003, a ANEEL, através da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD), tem envidado esforços para amadurecimento de um procedimento para o tratamento regulatório das perdas técnicas [ANEEL (22/06/2007)].

Atendendo a essa necessidade, foi publicada e disponibilizada à sociedade, no âmbito da Audiência Pública nº 08/2006, a Nota Técnica nº 026/2006-SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006 [ANEEL (23/05/2006)], que traz o tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A citada nota técnica descreve de forma sucinta as premissas adotadas no cálculo das perdas técnicas, bem como os procedimentos conceituais a serem utilizados pela ANEEL para a definição da trajetória de perdas [ANEEL (22/06/2007)].

As respostas e comentários às contribuições apresentadas na Audiência Pública nº 08/2006 foram consolidadas na Nota Técnica nº 262/SRE/SFF/SRD/SRC/SFE/ANEEL, de 19/10/2006 [ANEEL (19/10/2006)], e contribuíram também para o aperfeiçoamento e publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31/10/2006 [ANEEL (31/10/2006)], que estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Nessa ocasião, os conceitos, definição do referencial regulatório de perdas, critérios de apuração e procedimentos para cálculo das perdas de energia foram descritos no Anexo VII desta resolução.

Em complementação aos critérios da Nota Técnica nº 26/2006-SRD/SRC/SRE-ANEEL, de 23/05/2006, a SRD publicou a Nota Técnica nº 0035/2007-SRD/ANEEL, de 22/06/2007 [ANEEL (22/06/2007)], para apresentar a metodologia de cálculo das perdas técnicas no segmento de distribuição de energia elétrica, com exemplo prático de aplicação, recomendando ainda a inclusão de módulo específico sobre os procedimentos e premissas

de cálculo das perdas técnicas nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) que se encontrava em elaboração.

Posteriormente, a SRD publicou a Nota Técnica nº 0093/2007-SRD/ANEEL, de 08/11/2007 [ANEEL (08/11/2007)], para análise do PRODIST, com enfoque nos pontos de destaque, nas inovações propostas, nos impactos regulatórios detectados e solicitando a instauração de Audiência Pública para recebimento de contribuições e conseqüente aperfeiçoamento das disposições presentes no PRODIST. Neste documento, a SRD conclui que a metodologia proposta para o módulo específico sobre os procedimentos e premissas de cálculo das perdas técnicas atende as necessidades regulatórias da ANEEL e possui compatibilidade com os demais processos de revisão tarifária periódica.

Ainda em 2007, a SRD verificou a necessidade de elaborar uma estratégia alternativa ao disposto na ReN nº 234/2006 para o tratamento regulatório das perdas técnicas durante o segundo ciclo de revisão tarifária periódica, tendo em vista que o cálculo das perdas de todas as distribuidoras, necessário para fixação dos limites das perdas técnicas por comparação, só estaria disponível ao fim do segundo ciclo. Devido à necessidade de volume muito elevado de informações referentes às redes elétricas da concessionária, bem como a existência de um conjunto considerável de dados de entrada de difícil quantificação, a SRD recomendou a não utilização do software intitulado como Sistema Integrado de Planejamento Agregado de Investimentos na Expansão dos Sistemas de Distribuição (SISPAI), como ferramenta regulatória para a definição da trajetória de perdas técnicas. Dessa forma, a ANEEL submeteu à apresentação de contribuições, no âmbito da Audiência Pública nº 052/2007, a proposta de adoção um valor fixo para as perdas técnicas durante todo o período, já a partir do primeiro ano da revisão tarifária e válido durante todo o ciclo, sendo este valor definido após a realização do cálculo de perdas de cada distribuidora, não sendo, portanto, necessário adotar uma trajetória para este segundo ciclo.

As respostas e comentários às contribuições apresentadas na Audiência Pública nº 052/2007 foram consolidadas na Nota Técnica nº 0152/2008-SRD/ANEEL, de 25/07/2008 [ANEEL (25/07/2008)], e contribuíram para o aperfeiçoamento da ReN nº 234/2006, relativo ao tema Perdas Técnicas com o aceite de nove contribuições.

Somente em 2008, após o recebimento de sugestões de concessionárias e de agentes do setor, assim como da sociedade em geral, no âmbito da Audiência Pública nº 14/2008, a ANEEL resolve aprovar, por meio da Resolução Normativa nº 345/2008, de 16/12/2008 [ANEEL (16/12/2008)], os Procedimentos de Distribuição, em sua primeira versão, contemplando um módulo específico (Módulo 07) para o cálculo de perdas na distribuição.

2.3.3.2 Procedimento de cálculo e indicadores

Os Módulos que compõem o PRODIST são documentos regulatórios que padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A metodologia proposta no Módulo 7 do PRODIST, intitulado como Cálculo de Perdas na Distribuição, emprega, na avaliação indireta das perdas, conceitos e dados do balanço energético, cálculos que utilizam modelos matemáticos e estimativa de parâmetros de equipamentos, com base em dados históricos e técnicas reconhecidas [ANEEL (08/11/2007)].

Assim, o objetivo deste documento é estabelecer premissas, a metodologia de cálculo e os procedimentos para obtenção dos dados necessários para apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Tem por objetivo, também, definir indicadores para avaliação das perdas nos diferentes segmentos e níveis de tensão das redes de distribuição [ANEEL (08/11/2007) e ANEEL (2010) PRODIST: módulo 7].

Por abrangência, a metodologia do Módulo 7 é aplicável para apuração e avaliação das perdas técnicas decorrentes da energia elétrica entregue às unidades consumidoras (incluídos os consumidores livres), às outras distribuidoras e ao consumo próprio, sendo consideradas somente as perdas técnicas de responsabilidade da distribuidora, incluindo seu sistema de distribuição e as demais instalações de transmissão, quando couber.

O fluxograma da Figura 2.4 descreve o procedimento simplificado para o cálculo das perdas na distribuição. Consiste na definição das diretrizes a serem obedecidas na apuração dos dados e no estabelecimento da metodologia de cálculo das perdas.

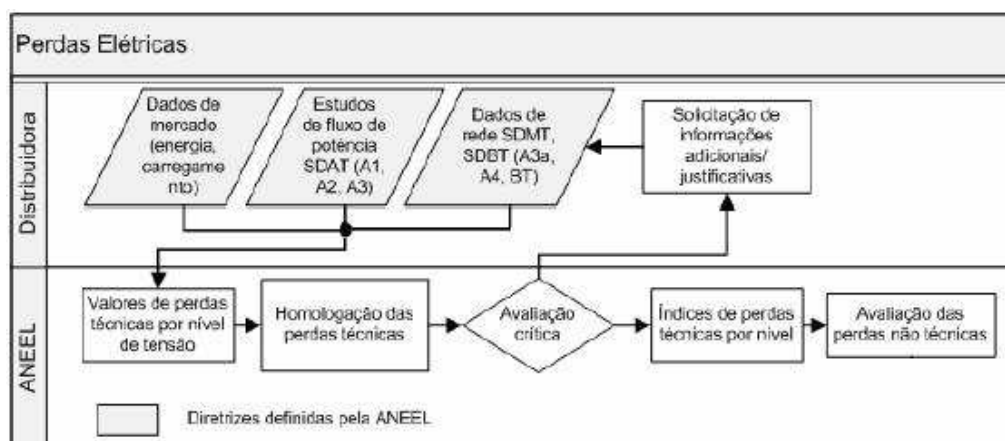


Figura 2.4: Fluxograma simplificado do cálculo de perdas
Fonte: ANEEL (2010) PRODIST: módulo 7

Em linhas gerais, a metodologia faz uma avaliação *top-down* das perdas, ou seja, por nível decrescente de tensão, iniciando-se pelo sistema de alta tensão, distinguindo as perdas técnicas das redes, transformadores, ramais de ligação e medidores, conforme seguinte procedimento [ANEEL (2010) PRODIST: módulo 7]:

- a) as redes dos sistemas de distribuição são segmentadas segundo os níveis de tensão dos grupos SDAT (A1, A2 e A3), SDMT (A3a e A4) e SDBT;
- b) as transformações são segmentadas conforme a relação de transformação (SDAT/SDAT, SDAT/SDMT, SDMT/SDMT e SDMT/SDBT); e
- c) finalmente, são apuradas as perdas nos segmentos ramal de ligação e medidor.

A apuração das perdas de energia das redes do SDAT deve ser realizada preferencialmente por dados dos sistemas de medição, e, na impossibilidade deste, por estudos de fluxo de potência.

Já para apuração das perdas de energia das redes do SDMT e SDBT, a metodologia consiste inicialmente, na obtenção das respectivas perdas de potência, que permitem o posterior cálculo das perdas de energia com o uso de equações e modelos matemáticos adequados para cada segmento do sistema de distribuição, mediante a apuração do fator de perdas. Para isso, busca-se apurar as perdas de potência das redes do SDMT com base no "modelo arborescente", cuja tipologia de rede é definida dentro de um setor circular, e as perdas das redes do SDBT com base em redes típicas [ANEEL (12/12/2007) e ANEEL (2010) PRODIST: módulo 7].

ARANHA NETO *et al.* (2009 p.3) fornecem uma descrição resumida da metodologia e a Figura 2.5 ilustra o procedimento mencionado de cálculo das Perdas Fio e das Perdas Regulares:

"De forma geral, o procedimento de cálculo das perdas técnicas para cada segmento, seja de rede quanto de transformação, pressupõe o cálculo das perdas de potência (demanda) e a posterior obtenção das perdas de energia. Deste modo, calcula sempre a energia injetada em um determinado nível de tensão e utiliza este valor para o cálculo do Fator de Carga e do Fator de Perda. Calculadas todas as denominadas "perdas a fio" nos segmentos do sistema até os ramais e medidores, é fechado o balanço sobrando as "perdas irregulares" ou comerciais. Tendo em vista o objetivo de uma empresa distribuidora ótima, aquela sem perdas irregulares, a metodologia recalcula as perdas técnicas em todos os segmentos, agora em sentido crescente, encontrando as chamadas "perdas regulares de energia", ou seja, reduzindo as perdas a fio anteriormente determinadas, na proporção do quadrado da relação entre a energia regular e a energia a fio [ARANHA NETO *et al.* (2009) p.3]."

No intuito de avaliar as perdas nos segmentos de distribuição de energia elétrica, de forma que permita a ANEEL comparar a real eficiência das redes de todas as distribuidoras, o Módulo 7 do PRODIST estabelece indicadores percentuais com base na energia que

transita em cada segmento de rede, bem como indicadores globais para toda a concessão. A lista de todos esses indicadores encontra-se no Anexo A.

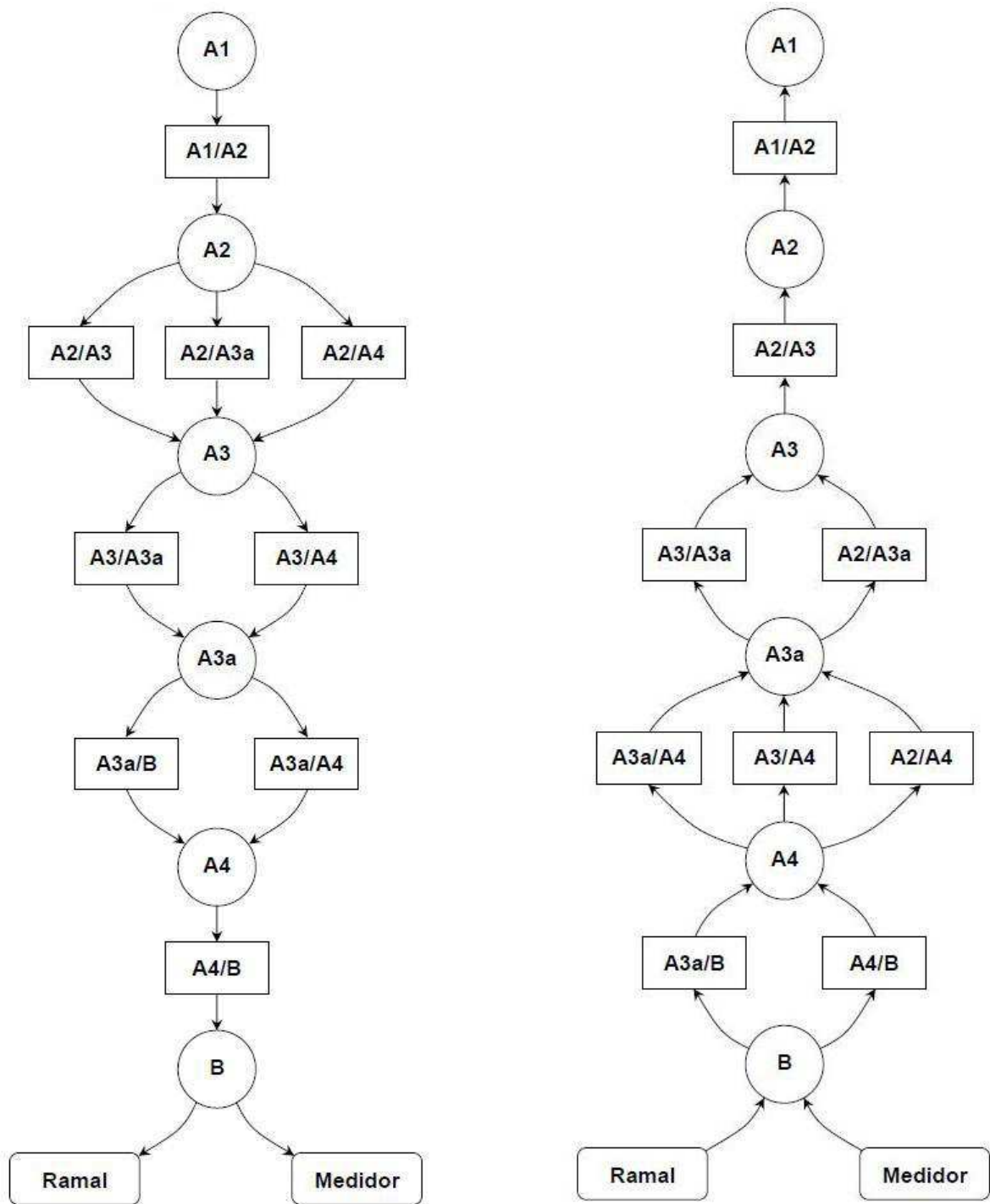


Figura 2.5: Procedimentos de cálculo de perdas: Perdas Fio à esquerda (procedimento *top-down*) e Perdas Regulares à direita (procedimento *bottom-up*)
 Fonte: Nota Técnica n° 0035/2007-SRD/ANEEL [ANEEL (22/06/2007) Anexo]

2.4 Caracterização de perdas em transformadores

Os transformadores das redes de distribuição aérea são equipamentos com tensão primária inferior a 36 kV, potência nominal entre 10 a 2500 kVA (quando isolados e refrigerados a óleo), e são responsáveis pela redução da tensão para níveis inferiores a 600 V, próprios para alimentação de consumidores residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte. A Figura 2.6 ilustra o uso de transformadores em redes de distribuição aérea.

Durante sua operação, os transformadores introduzem perdas nos sistemas de energia elétrica, que são classificadas como perdas em carga, diretamente proporcionais ao quadrado da corrente nominal, e perdas no núcleo, que ocorrem durante as 24 horas do dia e independem da potência demandada pela rede.

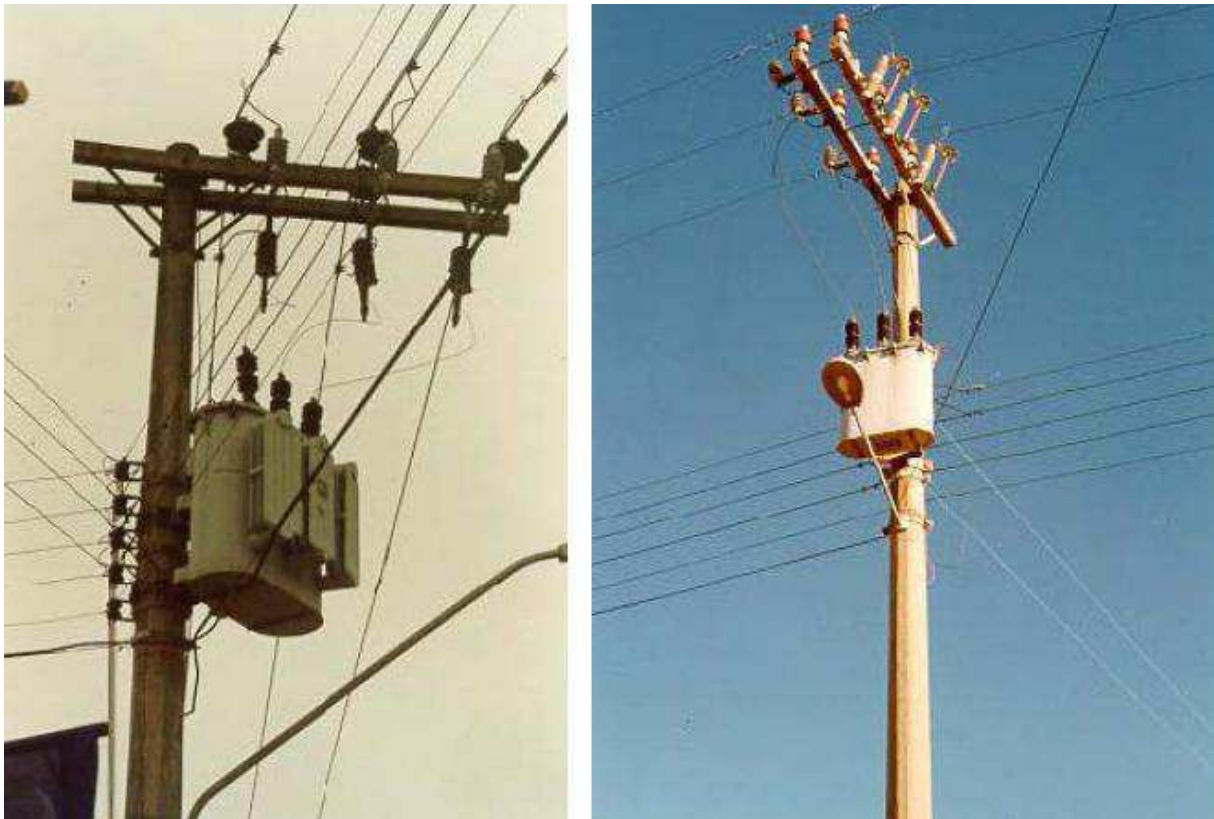


Figura 2.6: Fotos de transformadores de redes de distribuição aérea
Fonte: DA SILVA (2005)

O circuito equivalente bastante utilizado para análise de um transformador real típico pode ser visualizado na Figura 2.7.

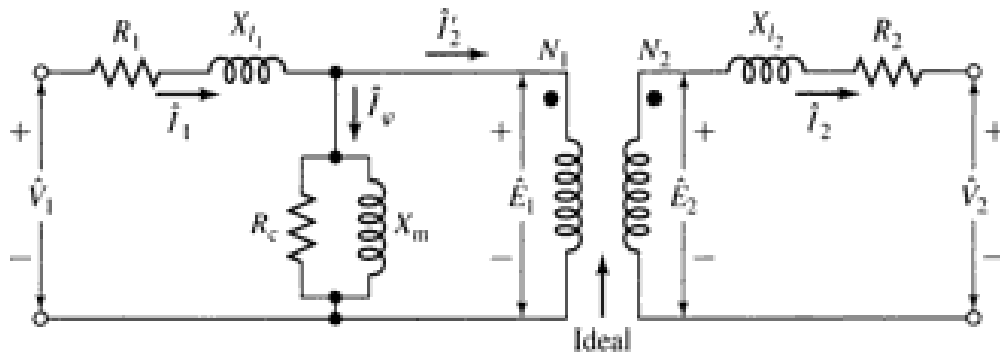


Figura 2.7: Circuito equivalente de transformador de dois enrolamentos
Fonte: Fitzgerald *et al.* (2006)

N_1 e N_2 \Rightarrow número de espiras dos enrolamentos primário e secundário;

R_1 \Rightarrow resistência do enrolamento primário, em Ω ;

X_1 \Rightarrow reatância de dispersão do enrolamento primário, em Ω ;

R_c \Rightarrow resistência que retrata as perdas no núcleo ($\propto V^2$), em Ω ;

X_m \Rightarrow reatância que retrata a corrente no núcleo, em Ω ;

$R_2' = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \cdot R_2$ \Rightarrow resistência do enrolamento secundário referida ao primário, em Ω ;

$X_2' = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \cdot X_2$ \Rightarrow reatância de dispersão do secundário referida ao primário, em Ω ;

$V_2' = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \cdot V_2$ \Rightarrow tensão do secundário referida ao primário, em V ;

I_1 \Rightarrow corrente do enrolamento primário, em A ;

I_α \Rightarrow corrente de excitação ou corrente em vazio, responsável por suprir as perdas a vazio no núcleo e produzir o fluxo magnético (mútuo), em A ;

$I_2' = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 \cdot I_2$ \Rightarrow corrente do enrolamento secundário referida ao primário, em A .

Ao se colocar uma fonte de tensão alternada V_1 sobre os terminais do enrolamento primário do transformador, circulará nesse uma pequena corrente conhecida como corrente de excitação I_α , responsável por suprir as perdas por histerese e por correntes de Foucault,

bem como por estabelecer um fluxo magnético alternado no núcleo do transformador, fato que levará à indução de tensão nos enrolamentos primário e secundário, segundo o que preconiza as Leis de Faraday e Lenz [Lisita *et al.* (2004)].

As propriedades magnéticas do núcleo, formado por material ferromagnético caracterizado por histerese magnética e saturação, determinam a forma de onda da corrente de excitação [Pereira (2005) e Moleta (2008)]. A análise de I_α por série de Fourier revela sua composição por uma componente fundamental e por uma família de harmônicas ímpares. A fundamental pode, por sua vez, ser separada em duas componentes, uma em fase com a força contra eletromotriz (f.c.e.m.), denominada aqui por I_p e outra atrasada em 90° em relação à f.c.e.m., denominada por I_m . A componente I_p em fase com a tensão V_1 (f.c.e.m), aplicada no primário, pode ser usada para estimar as perdas no núcleo pelo ciclo de histerese e pela circulação de correntes parasitas, conhecidas como correntes de Foucault. A componente atrasada em 90° em relação à f.c.e.m, somada a todas as harmônicas, corresponde à corrente de magnetização I_m , responsável pela deformação da corrente de excitação total e pela magnetização do núcleo [Pereira (2005)].

Conforme ressaltado por Lisita *et al.* (2004), é de interesse prático que as perdas no núcleo sejam as menores possíveis. Para tanto, a corrente de excitação deve ser, em quase sua totalidade, utilizada para a magnetização do núcleo, ou seja:

$$I_m \gg I_p$$

Os parâmetros R_C e X_m estão associados às perdas e à magnetização do núcleo, e podem ser determinados através de ensaios a vazio. A circulação da componente I_p , e conseqüente dissipação de energia através de R_C , permite o cálculo das perdas no núcleo P_0 , que por sua vez são compostas pela soma das perdas por Histerese (diretamente proporcional à frequência) e Foucault (diretamente proporcional ao quadrado da frequência).

$$P_0 = P_H + P_F \tag{2.1}$$

onde:

P_0 corresponde às perdas totais no núcleo, em W/kg ;

P_H corresponde às perdas por Histerese, em W/kg ;

P_F corresponde às perdas por correntes parasitas de Foucault, em W/kg ;

As perdas por Histerese podem ser determinadas pela Equação (2.2).

$$P_H = K_S \cdot B_m^{1,6} \cdot f \quad [W/kg] \quad (2.2)$$

onde:

K_S é o coeficiente de Steimmetz que depende do tipo de material usado no núcleo;

B_m é a indução máxima no núcleo, em Wb/m^2 ;

f é a frequência em Hz.

A Tabela 2.2 relaciona o coeficiente de Steimmetz de alguns metais, demonstrando a influência da escolha do material do núcleo nas perdas por histerese.

Já as perdas por correntes parasitas de Foucault podem ser calculadas através da seguinte expressão:

$$P_F = 2,2 \cdot f^2 \cdot B_m^2 \cdot d^2 \cdot 10^{-3} \quad [W/kg] \quad (2.3)$$

onde:

d é a espessura da chapa do núcleo, em mm ;

B_m é a indução máxima no núcleo, em Wb/m^2 ;

f a frequência em Hz.

TABELA 2.2	
COEFICIENTE DE STEIMMETZ PARA ALGUNS METAIS	
Material	K_s
Ferro doce	2,5
Aço doce	2,7
Aço doce para máquinas	10
Aço fundido	15
Fundição	17
Aço doce 2% silício	1,5
Aço doce 3% silício	1,25
Aço doce 4% silício	1
Laminação doce	3,1
Laminação delgada	3,8
Laminação ordinária	4,2

Fonte: Adaptado de Da Silva (2005)

Os parâmetros R_1 , X_1 , R_2 , e X_2 estão associados às perdas e às dispersões relativas aos enrolamentos do transformador, e podem ser determinados através de ensaios de curto circuito.

As perdas em carga, ou no cobre, para um transformador monofásico, podem ser obtidas pela seguinte relação:

$$P_{cu} = R_1 \cdot I_1^2 + R_2 \cdot I_2^2 \quad (2.4)$$

Caso a temperatura do enrolamento varie, as perdas em carga, ou no cobre, para o novo valor de temperatura serão dadas pela seguinte expressão:

$$P_{cu(T_2)} = \left(R_1 + R_1 \cdot \frac{T_1 - T_2}{T_2 - k} \right) \cdot I_1^2 + \left(R_2 + R_2 \cdot \frac{T_1 - T_2}{T_2 - k} \right) \cdot I_2^2 \quad (2.5)$$

onde:

R_1 é a resistência ôhmica do enrolamento primário à temperatura inicial T_1 , em Ω ;

R_2 é a resistência ôhmica do enrolamento secundário à temperatura inicial T_1 , em Ω ;

T_2 é a nova temperatura do enrolamento, em $^{\circ}C$;

I_1 é a corrente do enrolamento primário, em A ;

I_2 é a corrente do enrolamento secundário, em A ;

k constante para cada material, em $^{\circ}C$. Para o cobre e alumínio corresponde a $234,5^{\circ}C$ e $225^{\circ}C$, respectivamente.

2.4.1 Critérios normativos para especificação de perdas em transformadores de distribuição no Brasil

No Brasil, a Norma que estabelece a padronização das características elétricas e mecânicas dos transformadores aplicados em redes aéreas de distribuição, nas tensões primárias até 36,2 kV e nas tensões secundárias usuais dos transformadores monofásicos e trifásicos, com enrolamento de cobre ou alumínio, imerso em óleo mineral isolante com resfriamento natural, é a série ABNT (NBR 5440), também conhecida como ABNT (PB 99).

Essa Norma é responsável por determinar os valores máximos de perdas em vazio e em carga, estratificados por nível de tensão, número de fases e potência. Sua edição original foi publicada em 1971 sendo substituída por cinco vezes, nos anos de 1979, 1984, 1987, 1999 e 2011.

As Tabelas 2.3 e 2.4 permitem, para transformadores de 15 kV monofásicos e trifásicos, a comparação entre os valores nominais de perdas padronizados nas edições de 1984/1987, 1999 e 2011.

TABELA 2.3 TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 15 kV - EVOLUÇÃO VALORES NOMINAS DE PERDAS										
Tensão (kV)	Potência (kVA)	NBR 5440/1984 e 1987			NBR 5440/1999			NBR 5440/2011		
		Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)
15	5	55	165	220	50	110	160	35	105	140
	10	70	270	340	60	200	260	50	195	245
	15	100	370	470	85	270	355	65	265	330
	25	140	540	680	120	400	520	90	390	480
	37,5	190	730	920	160	540	700	135	530	665

Fonte: Adaptado de Couto (2010), ABNT (NBR 5440/2009) e ABNT (NBR 5440/2011)

TABELA 2.4 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 15 kV - EVOLUÇÃO VALORES NOMINAS DE PERDAS										
Tensão (kV)	Potência (kVA)	NBR 5440/1984 e 1987			NBR 5440/1999			NBR 5440/2011		
		Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)
15	15	120	460	580	100	340	440	85	325	410
	30	200	770	970	170	570	740	150	545	695
	45	260	1040	1300	220	780	1000	195	750	945
	75	390	1530	1920	330	1140	1470	295	1100	1395
	112,5	520	2070	2590	440	1550	1990	390	1500	1890
	150	640	2550	3190	540	1910	2450	485	1850	2335
	225	900	3600	4500	765	2700	3465	650	2610	3260
	300	1120	4480	5600	950	3360	4310	810	3250	4060

Fonte: Fonte: Adaptado de Couto (2010), ABNT (NBR 5440/2009) e ABNT (NBR 5440/2011)

2.4.2 Metodologia para apuração de perdas em transformadores conforme PRODIST

As perdas de potência das unidades transformadoras são calculadas de acordo com a expressão a seguir, determinada no item 4, seção 7.2, do Módulo 7 do PRODIST:

$$\Delta p_{TR} = \sum_{t=1}^{nt} \left(\Delta p_{fe}^t + (f_u^t)^2 \times \Delta p_{cu}^t \right) \times 10^{-3} [MW] \quad (2.6)$$

onde:

Δp_{TR} são as perdas de potência do transformador, em MW;

Δp_{fe}^t são perdas no ferro ou a vazio do transformador t , em kW;

Δp_{cu}^t são as perdas no cobre do transformador t na condição nominal de carga, podendo ser obtido pela diferença entre as perdas totais e a vazio, em kW;

nt corresponde ao número total de transformadores;

f_u^t fator de utilização do transformador t .

Conforme determina o item 5, seção 7.3, do Módulo 7 do PRODIST, as perdas de energia para as unidades transformadoras são obtidas pela multiplicação das perdas a vazio pelo período de tempo analisado, somado às perdas de potência no cobre multiplicadas pelo fator de perdas médio da transformação tipo k e seu período de análise, conforme definido na expressão a seguir:

$$\Delta E_T = 8760 \times \sum_{i=1}^m (\Delta p_{fe}^i + \Delta p_{cu}^i \times Fpe_{TR}) [MWh] \quad (2.7)$$

onde:

ΔE_T perdas de energia do transformador, em MWh;

Fpe_{TR} fator de perdas médio da transformação tipo k;

2.5 Estratificação das perdas de energia nos sistemas elétricos de distribuição (Brasil e mundo)

Couto (2010) inicia sua análise destacando as perdas totais nas redes elétricas em todo mundo. Conforme destacado no Capítulo 1, esse montante correspondia, em 2005, a 1279 TWh ou 9,2% de toda a energia elétrica injetada no sistema, sendo os transformadores de distribuição responsáveis por cerca de 30%, ou 376 TWh.

No Brasil, Couto (2010) conclui que foi injetado, em média, cerca de 370 TWh/ano no sistema elétrico de distribuição durante o segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica (RTP). As conclusões foram baseadas na análise de Notas Técnicas da ANEEL de 57 das 64 concessionárias que participaram deste ciclo, as quais atendem aproximadamente a 70% da área do país. As perdas técnicas foram responsáveis por 7,05% de toda a energia injetada ou 51,46% do montante global de perdas elétricas, totalizando 26,05 TWh/ano. Já as perdas não técnicas somaram 6,64% da energia injetada, totalizando 13,69% de perdas elétricas globais, conforme dados da Tabela 2.5.

TABELA 2.5								
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO NACIONAL - PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS								
DADOS REFERENTES AO SEGUNDO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA								
Empresa	Energia Injetada (MWh/ano)	Energia Fornecida (MWh/ano)	Perdas (MWh/ano)			Perdas (%)		
			Técnicas	Não Técnicas	Totais	Técnicas	Não Técnicas	Totais
Média nacional	369.770.221	319.140.997	26.052.146	24.568.968	50.621.114	7,05%	6,64%	13,69%

Fonte: Couto (2010)

A Tabela 2.6 apresenta os segmentos do sistema de distribuição brasileiro que apresentaram as maiores perdas técnicas. Destaca-se que as perdas técnicas somadas dos sistemas de média e baixa tensão, compostos pelos segmentos A4 (redes de distribuição de média tensão de 2,3 kV a 25 kV); A4/B (transformadores de até 25 kV, para baixa tensão); B (redes de baixa tensão inferiores ou iguais a 1 kV) e Medidores e Ramais corresponderam a 4,35% de toda a energia injetada. Observa-se, ainda, que as perdas técnicas dos transformadores A4/B corresponderam a 1,60% sobre a energia total injetada ou 22,64%

das perdas técnicas totais. Esse segmento respondeu também por 36,67% das perdas técnicas dos segmentos de média e baixa tensão mencionados anteriormente. Além disso, considerando que a participação das perdas técnicas dos transformadores de todos os segmentos dos sistemas de alta, média e baixa tensão totalizou 2,12% de toda a energia injetada, conclui-se também que os transformadores A4/B foram responsáveis por 75% da participação dos transformadores sobre o montante de perdas técnicas.

TABELA 2.6 PARTICIPAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS POR SEGMENTO - BRASIL - DADOS GERAIS			
Segmento	Perdas Técnicas (MWh/ano)	Participação (%)	
		sobre total de Perdas Técnicas	sobre Energia Total Injetada
Rede A2	5.084.046	19,51%	1,37%
Rede A4	6.266.803	24,05%	1,69%
Transformadores A4/B	5.898.601	22,64%	1,60%
Rede B	2.753.281	10,57%	0,74%
Medidores e Ramais	1.166.658	4,48%	0,32%
Soma demais segmentos	4.882.757	18,74%	1,32%
Total	26.052.146	100%	7,05%

Fonte: Couto (2010)

Couto (2010) concluiu também que, em média, para as 35 concessionárias analisadas em seu estudo, 77% da participação das perdas técnicas dos transformadores de distribuição são provenientes de perdas em vazio, e somente 23% provenientes de perdas em carga. Esse resultado é apresentado na Tabela 2.7.

TABELA 2.7 PERDAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO								
Energia Injetada (MWh/ano)	Energia no Segmento (MWh/ano)	Perdas (MWh/ano)			Perdas (%)		Participação	
		Vazio	Carga	Total	Vazio	Carga	sobre E. Injetada	sobre E. Segmento
299.979.357	141.533.262	2.939.223	861.234	3.800.457	77,34%	22,66%	1,27%	2,69%

Fonte: Couto (2010)

2.5.1 Potencial de redução de perdas em transformadores de distribuição

De acordo com *European Commission* (1999), o potencial de redução de perdas em transformadores de distribuição na União Européia é de aproximadamente 22 TWh/ano. Estima-se que as perdas destes transformadores correspondem a mais de 2% de toda a energia injetada, ou um terço de todas as perdas do sistema europeu. Esse montante equivale ao consumo de 5,1 milhões de residências européias. Contudo, considerando a vida útil longa destes equipamentos, este potencial só pode ser viabilizado gradativamente ao longo do ano. No entanto, já é possível atingir 7,3 TWh com a instalação de unidades mais eficientes. O estudo em referência considera, ainda, que na Europa a emissão de dióxido de carbono (CO₂) é de 0,4 kg por kWh produzido. Dessa forma, dado o potencial de redução de perdas em transformadores de distribuição, pode-se reduzir 2,9 milhões de toneladas de emissões de CO₂, aproximadamente 1% da meta européia.

No Japão, segundo Couto (2010, p.36), as perdas totais estimadas para transformadores é da ordem de 44,7 TWh/ano, dentre transformadores instalados por concessionárias de distribuição e transformadores instalados por particulares. Deste total, as perdas em vazio respondem por 33,5 TWh/ano, ou 75%. O potencial de redução de perdas em vazio pode atingir 13,2 TWh/ano, equivalente a uma redução de 7,3 milhões de toneladas na emissão de CO₂, considerando a emissão de 0,55kg por kWh produzido. Essa redução corresponde a 0,59% das emissões japonesas.

Na Austrália, em 2000, as perdas de energia em transformadores de distribuição foram estimadas em 5,9 TWh ou 3,2% da energia total fornecida [Couto (2010) p.36].

Na China, em 2002, as perdas em transformadores de distribuição atingiram 90 TWh/ano. O potencial de redução destas perdas foi estimado em 47 TWh/ano [Couto (2010) p.37].

No Brasil, o relatório final do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), aponta uma projeção do índice de perdas para o Sistema Interligado Nacional (SIN) variando na casa de 15% para o período de 2010 a 2019 [MME/EPE (2010) Relatório final], conforme dados da Tabela 2.8.

Este indicador representa um requisito importante tanto para o dimensionamento do parque nacional de geração de energia elétrica e do sistema de transmissão associado para atendimento do mercado, quanto para a operação otimizada do sistema elétrico.

TABELA 2.8					
SIN E SUBSISTEMAS: ÍNDICE DE PERDAS (%) CONFORME RELATÓRIO DO PDEE 2010-2019					
Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2010	16,7	18,3	16,1	11,8	15,7
2014	20	17,7	15,8	11,7	15,8
2019	19,5	17,1	15,4	11,7	15,5

Fonte: MME/EPE (2010) Relatório final

Conforme destacado no item 2.5, as perdas de energia em transformadores de distribuição A4/B, reconhecidas pela ANEEL durante o segundo ciclo de revisão tarifária, foram estimadas em 5,9 TWh/ano ou 1,60% de toda energia injetada. Considerando um potencial de redução dessas perdas em 30%, estimado em 1,77 TWh/ano, e taxa de emissão de CO₂ de 0,4 kg por kWh produzido, essa redução equivale a 708 mil toneladas de CO₂ por ano.

2.5.2 Ações para redução de perdas em transformadores de distribuição

Segundo constata Corhodzic (2006, p.94), a substituição de transformadores de distribuição por equipamentos mais eficientes é considerada uma alternativa potencial para a redução de perdas de energia em sistemas elétricos tendo em vista os seguintes fatores:

- a) este segmento representa o segundo maior componente em perdas, permanecendo atrás somente das linhas e redes de distribuição;
- b) substituir transformadores é mais simples do que substituir cabos;
- c) existe um grande número de transformadores de distribuição instalados e, devido ao fato de que parcela significativa de toda a energia gerada passa por transformadores de distribuição, mesmo pequenas melhorias na eficiência desses equipamentos podem resultar em economia significativa de energia e redução nas emissões de gases de efeito estufa;
- d) transformadores de distribuição possuem estimativa de vida útil muito longa (em média 25 anos, podendo alcançar até 50 anos em caso de operação contínua em carga leve);
- e) o custo de transmissão e as perdas na distribuição são repassados para os consumidores, e as concessionárias de distribuição, que são responsáveis pela maior aquisição e instalação de transformadores, não possuem incentivos diretos para investimento em equipamentos mais eficientes pelo lado da oferta;
- f) não há incentivos de mercado para a iniciativa privada adquirir transformadores de distribuição mais eficientes, visto que o custo de energia proveniente do uso de transformadores menos eficientes, já presente em suas despesas operacionais totais, são incluídos no custo final dos seus produtos e serviços.

Dessa forma, várias pesquisas e empregos de novas tecnologias em andamento em todo o mundo para viabilizar a redução de perdas em transformadores de distribuição. Dentre as tecnologias emergentes, merecem destaque as listadas abaixo [Corhodzic (2006)]:

- a) enrolamentos com condutores de prata: a prata possui propriedades elétricas superiores em comparação às do cobre, contudo possui restrições como preço alto, baixo ponto de fusão, baixa resistência à tração e disponibilidade limitada;
- b) enrolamentos com supercondutores de alta temperatura: as aplicações originais de supercondutores refrigerados à hélio líquido foram aprimoradas com a introdução do nitrogênio como refrigerante, fato que reduziu o preço para emprego desta tecnologia. No entanto, o uso de supercondutores na fabricação de transformadores é considerado ainda em fase experimental.
- c) núcleo com liga de metal amorfo: ligas de metais amorfos permitem a obtenção de lâminas extremamente finas, além de possuir alta resistividade elétrica e alta permissividade, acarretando na redução de perdas em vazio entre 60% a 70%. O baixo ponto de saturação, a fragilidade de manuseio desse metal e o fator de espaçamento inferior quando comparado ao aço silício convencional devem ser

levados em consideração para viabilizar o projeto ótimo que permita o emprego em larga escala dessa tecnologia;

- d) compósitos de carbono para transferência de calor: além de excelente performance de isolamento elétrico, fibras a base de compósitos de carbono são condutores de calor muito eficientes, permitindo a redução das dimensões do núcleo e das perdas em vazio em até 35%. Contudo, essa tecnologia ainda não é viável comercialmente para fabricação em larga escala de transformadores de distribuição;
- e) materiais isolantes resistentes à altas temperaturas: o objetivo do emprego dessa tecnologia é criar um isolamento elétrico que possa resistir à operação em altas temperaturas e que seja capaz de conduzir calor de forma mais eficaz entre bobinas e núcleo, permitindo a redução de volume do transformador e conseqüente redução de perdas. Essa tecnologia encontra-se em fase de pesquisa e ainda não é viável comercialmente;
- f) eletrônica de potência: a aplicação da tecnologia de eletrônica de potência para transformadores de potência está no início do estágio de desenvolvimento e ainda não existe nenhum protótipo fabricado com o mesmo.

Os métodos para a redução das perdas em carga tendem a aumentar as perdas em vazio. As Tabelas 2.9 e 2.10 apresentam um resumo das medidas mais comuns para redução das perdas em vazio e em carga, e o impacto das mesmas, uma sobre as outras e sobre o custo final dos transformadores de distribuição [Couto (2010)].

TABELA 2.9			
IMPACTO DE MEDIDAS PARA A REDUÇÃO DE PERDAS EM VAZIO			
Medida	Impacto		
	sobre as Perdas em Vazio	sobre as Perdas em Carga	Sobre o Custo
Utilizar materiais de baixas perdas no núcleo	Reduz	Não há	Alto
Reduzir a densidade de fluxo por meio:			
a) aumento da área da seção transversal do núcleo	Reduz	Aumenta	Alto
b) redução da relação volt/espira	Reduz	Aumenta	Alto
Redução do fluxo pela redução da densidade de corrente do condutor	Reduz	Aumenta	Baixo

Fonte: Adaptado de Couto (2010)

TABELA 2.10			
IMPACTO DE MEDIDAS PARA A REDUÇÃO DE PERDAS EM CARGA			
Medida	Impacto		
	sobre as Perdas em Vazio	sobre as Perdas em Carga	Sobre o Custo
Utilizar materiais condutores de baixas perdas	Não há	Reduz	Alto
Reduzir o circuito de corrente pela:			
a) redução da seção transversal do núcleo	Aumenta	Reduz	Baixo
b) aumentando a relação volt/espira do enrolamento	Aumenta	Reduz	Baixo
Reduzir a densidade de corrente pelo aumento da seção transversal do condutor	Aumenta	Reduz	Alto

Fonte: Adaptado de Couto (2010)

Diversas outras ações tem sido alvo de esforços dos agentes do setor elétrico na busca da efficientização no uso de transformadores de distribuição. Como exemplo, destaca-se a iniciativa do Grupo Eletrobrás que, em 2006, firmou convênio com a Confederação Nacional da Indústria (CNI), Instituto Euvaldo Lodi - Nacional (IEL-NC) e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) para promoção da qualidade e eficiência energética de transformadores de distribuição.

Outro exemplo é a implantação de Redes Inteligentes, do inglês *Smart Grid*, onde as operações manuais e “cegas” de componentes eletromecânicos do século passado serão convertidas em uma ampla arquitetura baseada em sistemas abertos para as companhias de energia elétrica do futuro, através de instrumentos digitais, de comunicações bi-direcionais e automação. Essa arquitetura possibilitará a integração de equipamentos inteligentes e redes de comunicação de dados em um sistema gerenciado de computação distribuída, além de permitir a atuação remota e preditiva em tempo real, associando a infraestrutura de distribuição de energia com a comunicação, controle computadorizado, automação e gerenciamento de informações. Dentre as possibilidades da concepção *Smart Grid*, destacam-se o comando remoto de desligamento ou religamento de unidades consumidoras, o balanço energético para detecção de fraudes, o controle do processo de reconfiguração do arranjo de distribuição dos circuitos monofásicos para proteção de sobrecargas e a redução das perdas por desbalanceamento entre as fases dos transformadores.

Neste trabalho será abordado o uso da tecnologia da liga de metal amorfo na substituição de transformadores convencionais das redes de distribuição aérea no combate às perdas técnicas dos sistemas de distribuição de média tensão. As propriedades técnicas, características gerais e limitações dos núcleos de metal amorfo serão descritos no Capítulo 3.

CAPÍTULO 3

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO COM NÚCLEO DE METAL AMORFO

Este capítulo aborda a descrição e o desempenho de transformadores de distribuição com núcleo de metal amorfo.

Os materiais amorfos são obtidos a partir do rápido resfriamento de ligas metálicas fundidas e, por possuírem estrutura molecular não cristalina, apresentam perdas bem reduzidas devido à rápida orientação dos domínios magnéticos quando submetidos a campos alternados. Transformadores fabricados com núcleo magnético de metais amorfos possuem perdas em vazio de 60% a 70% menores que os transformadores convencionais de aço silício [Corhodzic (2006)].

3.1 Evolução histórica na produção de lâminas de aço ferromagnético

A eficiência energética de transformadores está diretamente relacionada ao tipo de aço utilizado na construção do núcleo. Ao longo dos anos, as técnicas de laminação e isolamento das chapas foram progressivamente desenvolvidas, acarretando em significativas melhorias no desempenho dos transformadores. A Figura 3.1 ilustra essa evolução histórica, enquanto a Tabela 3.1 detalha as principais características de cada tecnologia.

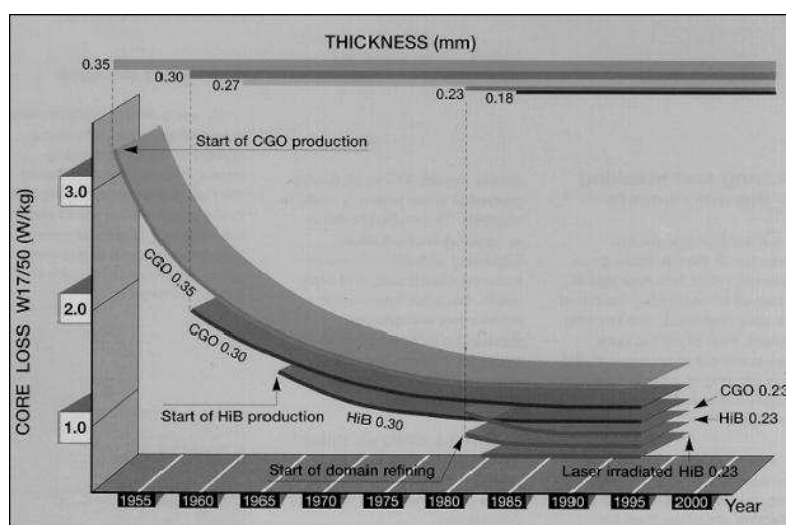


Figura 3.1: Perdas em vazio - Evolução da tecnologia de grãos orientados
Fonte: *European Commission* (1999)

As chapas de ferro com teor de silício de cerca de 3%, laminadas a quente e com espessura de 0,35 mm, tornaram-se o material básico para a fabricação de núcleos eletromagnéticos a partir do ano de 1900, aproximadamente. As folhas individuais eram separadas por camadas isolantes para combinar a redução das perdas por histerese com alta resistividade [*European Comission* (1999)].

No início dos anos 50, técnicas de laminação a frio e recozimento permitiram orientar os grãos das chapas de FeSi e, conseqüentemente, a redução das perdas em vazio. As lâminas eram cobertas em ambos os lados com uma fina camada de óxido de material isolante para reduzir as correntes de Foucault. Essa tecnologia ficou conhecida como aço convencional de grãos orientados ou do inglês *conventional grain-orientated steels* (CGO).

Mais tarde, no início dos anos 70, técnicas de revestimento combinadas com redução do teor de silício permitiram o desenvolvimento de aços de alta permeabilidade de grãos orientados, conhecidos como *high permeability grain-oriented steels* (HiB).

Em 1975 surgiram os núcleos com ligas de metal amorfo. Apesar de saturarem com densidades de fluxo inferiores ao do aço silício convencional, a utilização de ligas amorfas permitiu a obtenção de lâminas bem mais finas que as disponíveis na época, viabilizando significativa redução das perdas em vazio.

Durante a década de 80, foi possível a redução na largura dos domínios magnéticos de aços tipo HiB pelo emprego de processos mecânicos realizados com laser. Ao mesmo tempo, outros avanços tecnológicos melhoraram o desempenho do aço utilizado na fabricação de transformadores. Estes incluem a tecnologia de laminação e de revestimento, redução de espessuras das lâminas, pureza dos materiais, tolerâncias dimensionais e limites de tensões superficiais e internas do aço.

TABELA 3.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA NA PRODUÇÃO DE LÂMINAS DE AÇO FERROMAGNÉTICO					
Ano	Material do Núcleo	Espessura lâminas (mm)	Perdas magnéticas <i>Epstein value</i> (W/kg a 50 Hz)	Densidade de Fluxo (T)	Tipo
1895	<i>Iron wire</i>		6	1.0	
1910	FeSi laminado a quente (<i>Warm rolled FeSi</i>)	0.35	2	1.5	
1950	Aço convencional de grãos orientados laminado a frio (<i>Cold rolled CGO</i>)	0.35	1	1.5	M6x
1960	Aço convencional de grãos orientados laminado a frio (<i>Cold rolled CGO</i>)	0.3	0.9	1.5	M5x
1965	Aço convencional de grãos orientados laminado a frio (<i>Cold rolled CGO</i>)	0.27	0.84	1.5	M4x
1970	Aço de alta permeabilidade de grãos orientados laminados a frio (<i>Cold rolled HiB</i>)	0.3	0.8	1.5	M0H
1975	Metal amorfo (<i>Amorphous metal</i>)	0.03	0.2	1.3	
1980	Aço convencional de grãos orientados laminado a frio (<i>Cold rolled CGO</i>)	0.23	0.75	1.5	M3x
1980	Aço de alta permeabilidade de grãos orientados laminados a frio (<i>Cold rolled HiB</i>)	0.23	0.70	1.5	M0H
1983	Laser treated HiB	0.23	0.6	1.5	ZDKH
1985	Aço de alta permeabilidade de grãos orientados laminados a frio (<i>Cold rolled HiB</i>)	0.18	0.67	1.5	M2x
1987	Plasma treated HiB	0.23	0.6	1.5	Plasma PJ
1991	Chem.Etched HiB	0.23	0.6	1.5	PDR

Fonte: Adaptado de Keulenaer (2002)

3.2 Desenvolvimento das ligas amorfas

Segundo Vieira *et al.* (2011), as primeiras ligas amorfas, constituídas por finos filmes de bismuto e germânio, eram obtidas pela deposição de vapor de metal a temperaturas criogênicas. Contudo, não houve naquele momento aplicações práticas devido à alta instabilidade à temperatura ambiente.

O primeiro avanço na obtenção dessas ligas ocorreu quando foi possível o resfriamento rápido de metais no estado líquido, aplicando técnicas que permitiam taxas de variação de temperatura na ordem de 10^6 K/s. Nessa fase, as ligas eram obtidas pela combinação de prata e cobre, prata e germânio, ouro e silício, e paládium e silício.

O próximo passo no desenvolvimento das ligas amorfas foi a tentativa de atribuir propriedades ferromagnéticas às ligas através da combinação de vários materiais. A primeira liga com propriedades magnéticas satisfatórias foi obtida pela combinação de aço, fósforo e carbono, mas a dificuldade de fabricação deste material em formas de tiras levou os pesquisadores à adição de alumínio, silício, entre outros.

Tempos depois uma fórmula geral do tipo $M_aY_bZ_c$ foi definida para ligas amorfas termicamente estáveis, sendo:

- M: conjunto de elementos formado por aço, níquel, cobalto e cromo;
- Y: conjunto de elementos formado por fósforo, boro e carbono;
- Z: conjunto de elementos formado por alumínio, silício, antimônio, germânio e berílio;
- 'a', 'b' e 'c': representa o percentual de concentração dos conjuntos M, Y e Z, sendo 'a' de 60 a 90; 'b' de 10 a 30 e 'c' de 0.1 a 15, de forma que 'a'+ 'b'+ 'c' seja igual a 100.

Na sequência, apresenta-se o resumo do desenvolvimento cronológico das combinações utilizadas em projetos de sistemas de energia elétrica:

- 1976: $Fe_{80}B_{20}$;
- 1978: $Fe_{82}B_{12}Si_6$;
- 1979: $Fe_{81.5}B_{13}Si_{3.5}C_2$;
- 1980: $Fe_{78}B_{13}Si_9$ (atualmente aplicado em todos os projetos).

3.3 Propriedades físicas das ligas amorfas

As propriedades físicas mais relevantes das ligas amorfas encontram-se listadas nos subitens a seguir.

3.3.1 Espessura das lâminas

As lâminas de metal amorfo são produzidas atualmente pela aspersão do metal líquido em jato contínuo, sob alta pressão, sobre uma superfície que se move rapidamente, como uma grande roda metálica [Silva *et al.* (2001)]. O resultado é a obtenção de fitas finas de metal amorfo que permitem a fabricação de lâminas para construção de núcleos de transformadores com espessura nominal de, aproximadamente, 10 vezes menor do que as obtidas com o FeSi convencional de grão-orientado. Esta é uma das razões pelas quais estes transformadores apresentam baixos valores de perdas no núcleo. Ressalta-se que um

número maior de laminações requer técnica avançada e perícia, o que implica em aumento dos custos de produção [VIEIRA *et al.*(2011)].

3.3.2 Dureza

Os metais amorfos são extremamente duros, aproximadamente 4 vezes mais que os aços usados como materiais elétricos convencionais. Esta característica dificulta a laminação e pode ocasionar variações de espessura e desregulamento das ferramentas de corte [VIEIRA *et al.*(2011)].

3.3.3 Fator de empilhamento

Lâminas de metal amorfo possuem fator de empilhamento da ordem de 80%, inferior ao do FeSi convencional, de 95%. Esta propriedade é resultado da combinação das características de espessura muito baixa e variável, com superfície rugosa das lâminas. Esse fato obriga os fabricantes de transformadores a projetarem a área da seção reta do núcleo de metal amorfo aproximadamente 18% maior quando comparado ao núcleo de FeSi. Essa necessidade determina o aumento do comprimento médio das espiras e o conseqüente aumento das perdas em carga [VIEIRA *et al.*(2011)].

3.3.4 Efeito de recozimento

Metais amorfos possuem elevado stress elástico quando comparados a aços elétricos convencionais que, por sua vez, já são magneticamente orientados. O alto stress interno das ligas amorfas é resultado da solidificação rápida, fato que não permite a formação de cristais em sua estrutura atômica e o deixa instável. Essa característica torna obrigatório o recozimento dos metais amorfos durante o processo de fabricação. O recozimento realizado na presença de um campo magnético longitudinal promove a relaxação estrutural do material, melhorando suas propriedades magnéticas tais como indução, força coercitiva, perdas ativas e potência de excitação.

A relaxação estrutural obtida pelo tratamento térmico e magnético realizado durante o recozimento em temperaturas abaixo da cristalização, leva o material a um estado semi-estável. Entretanto, ele reduz a ductibilidade do material, deixando-o mais rígido e quebradiço [VIEIRA *et al.*(2011)].

A Figura 3.2 ilustra a comparação entre a estrutura atômica do aço silício de grão orientado, nessa representado por CGO, com a tecnologia de metais amorfos representado por AMDT.

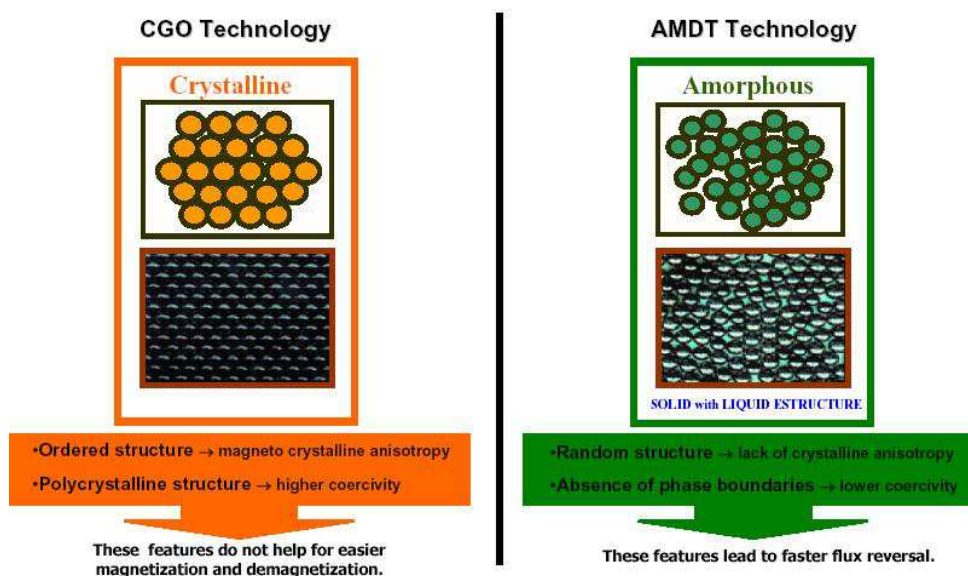


Figura 3.2: Estrutura atômica - CGO versus AMDT
 Fonte: Frau & Targosz (2008)

O aço silício convencional possui estrutura ordenada, o que facilita o alinhamento dos momentos magnéticos nos chamados eixos de anisotropia (ou fácil magnetização). A anisotropia refere-se a uma certa propriedade física de uma substância que varia com a direção, nesse caso a propriedade magnética. A energia associada ao alinhamento dos momentos magnéticos é chamada de magnetocristalina. Por possuírem estrutura policristalina ordenada, os momentos magnéticos presentes no FeSi convencional possuem alta remanência, que corresponde à densidade de fluxo que permanece no material, mesmo quando o campo magnético aplicado é interrompido e levado a zero. Para a desmagnetização total dos momentos magnéticos é necessária a inversão do campo magnetizante, produzindo um fluxo magnético de sentido oposto, conhecido como força coercitiva.

Por sua vez, materiais amorfos possuem estrutura atômica aleatória, que os confere falta de anisotropia cristalina, ou seja, baixo alinhamento dos momentos magnéticos quando submetidos a campos externos. Essa característica proporciona uma inversão de fluxo mais rápido devido à baixa força coercitiva necessária para levar a magnetização do material à zero.

3.3.5 Indução magnética

Ligas amorfas saturam com densidades de fluxo de 1,3 Tesla, enquanto o aço silício convencional satura à 1,5 Tesla. O baixo ponto de saturação ocorre devido à combinação de ferro com boro e silício e, associado à característica de baixo fator de empilhamento, obriga os fabricantes de transformadores a projetarem núcleos maiores.

A Figura 3.3 apresenta os ciclos de histerese, representação da densidade de fluxo magnético (B) em função da intensidade de campo magnético (H), para o aço silício convencional e para o metal amorfo. No canto superior direito, e em menor escala, uma família de curvas de histerese medida com uma densidade de fluxo modulada sinusoidalmente com frequência de 60 Hz e campo magnético variável. As curvas em preto representam o comportamento de núcleos de aço silício convencional e em verde o comportamento do núcleo com metal amorfo.

Apesar de saturar com densidade de fluxo inferior, nota-se o comportamento longitudinal do ciclo de histerese das ligas amorfas, devido à baixa coercividade, o que permite, conforme descrito anteriormente, a rápida inversão de fluxo magnético e a excelente permeabilidade magnética desses metais, que leva à redução de perdas por histerese no núcleo.

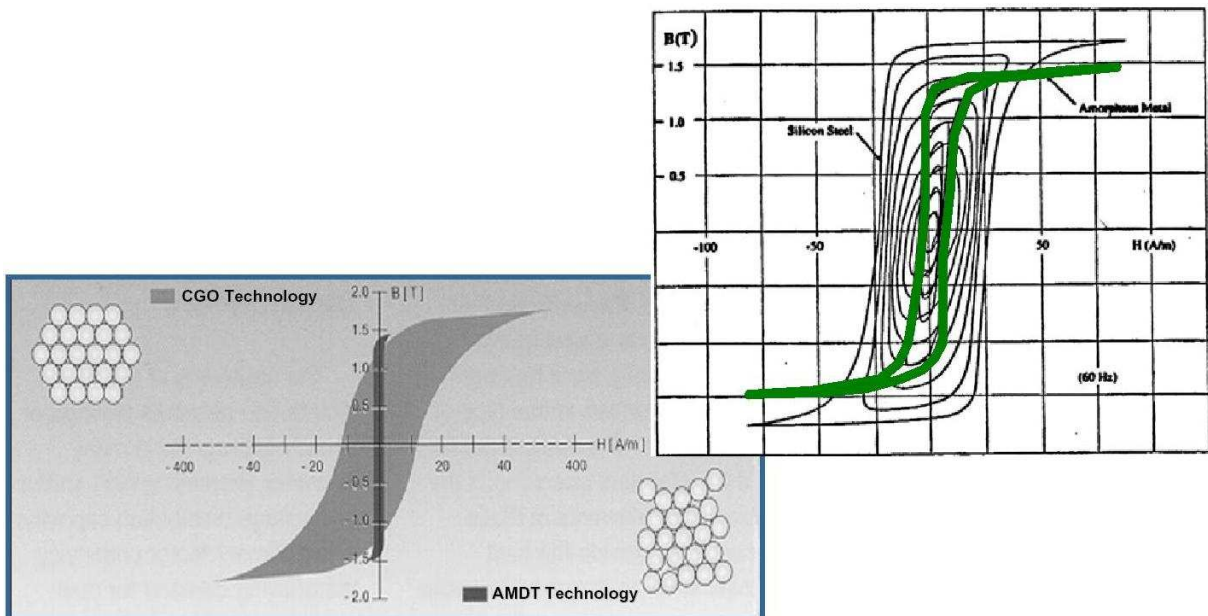


Figura 3.3: Propriedades magnéticas - CGO versus AMDT
Fonte: Frau & Targosz (2008)

3.3.6 Propriedades elétricas

A resistividade elétrica da maioria dos metais amorfos varia entre 100 a 150 $\mu\Omega \cdot cm$. Esse valor é duas ou três vezes maior que o encontrado no aço silício ou ligas de $Fe_{50}Ni_{50}$. Essa característica contribui diretamente para a redução das perdas no núcleo por correntes parasitas de Foucault [Hasegawa (2004)].

3.3.7 Magnetostricção

Ligas amorfas baseadas em ferro exibem uma magnetostricção, que é a deformação das estruturas cristalinas devido à aplicação de campos magnéticos, comparáveis às do FeSi de grão orientado.

3.4 Eficiência dos transformadores de distribuição

A eficiência energética de um transformador é determinada pela carga instantânea e as perdas de energia no transformador. Assim, é necessário determinar o nível de carregamento e os respectivos períodos de carga em que se deseja calcular a eficiência. Dessa forma, a eficiência energética é necessariamente especificada por um período de tempo, que pode ser um dia, uma semana, um mês ou um ano, e há, portanto, alguma variação devido ao padrão de carregamento entre as aplicações domésticas, industriais e comerciais. O carregamento de transformadores industriais é geralmente superior ao de transformadores de concessionárias de distribuição de energia elétrica e, assim, sua eficiência energética é maior.

Vários países do mundo, em especial Estados Unidos, União Européia, Austrália, Índia e Japão, têm se dedicado a extensivos estudos para determinação de padrões mínimos de eficiência para transformadores de distribuição que sejam tecnicamente exeqüíveis pelos fabricantes e que possam proporcionar economias significativas de energia.

Dentre os padrões de eficiência internacionais vigentes, destacam-se as seguintes normas [Blackburn (2007)]:

- a) NEMA TP1: Norma norte-americana que fornece a base para determinar a eficiência energética de transformadores de distribuição monofásicos e trifásicos isolados a seco ou a óleo e apresenta critérios para a seleção adequada desses equipamentos em conformidade com os padrões de eficiência do U.S. Department of Energy (DOE) e do programa *Energy Star®* do *Environmental Protection Agency's* (EPA).
- b) HD 428 e HD 528: Normas publicadas pelo *European Committee for Electrotechnical Standardization* (CENELEC) para seleção de transformadores de distribuição isolados e refrigerados a óleo e a seco respectivamente. Essas normas não especificam os níveis de eficiência energética, mas determinam opções para especificação de perdas máximas admissíveis para diferentes classes de transformadores. A norma HD 428 especifica três diferentes níveis de perdas no ferro (designadas como A', B' e C', em ordem decrescente de perdas) e em carga (A, B e C, sendo C a de menor perda e B a de maior perda). A norma HD 528 especifica somente uma combinação de perdas.
- c) China S9: A norma chinesa S9 determina os atuais níveis de eficiência obrigatórios para transformadores de distribuição. Recentemente esses níveis foram aprimorados por meio da publicação da norma S11, contudo não são obrigatórios até o presente momento. Os níveis da S9 são menos rigorosas do que o padrão europeu de

combinação CC' em cerca de 0,1 a 0,2%. Os padrões da S9 são aproximadamente comparáveis aos existentes NEMA TP-1.

- d) *Top Runner Energy Efficiency Program*: programa de eficiência energética japonês, instituído após o Protocolo de Kyoto, onde são estabelecidos padrões de eficiência muito rigorosos e abrangem uma vasta gama de equipamentos elétricos. No caso específico dos transformadores de distribuição, são especificados os níveis máximos de perdas admissíveis.

Além das especificações e normas, destacam-se também atividades e pesquisas promovidas em universidades, indústria e instituições ligadas ao setor elétrico. Esse é o caso da organização *Strategies for Energy Efficient Distribution Transformers* (SEEDT) criada na União Européia com o objetivo de promover o uso de transformadores eficientes e propor e aplicar estratégias para redução de perdas de energia associadas aos transformadores de distribuição [União Européia (2008)].

Adicionalmente ao SEEDT, a *Promotion Partnership for High Efficiency Transformers* (PROPHET) é outra organização internacional com larga adesão. A PROPHET emitiu um documento detalhado sobre transformadores em fevereiro de 2005, intitulado como "*The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Transformers*" [Targosz (2005)].

A Figura 3.4 apresenta a eficiência de transformadores trifásicos de diversas potências nominais, a 50% de carga, fabricados com núcleo de metal amorfo em comparação com a eficiência das especificações HD428 BA', HD428 CC', NEMA TP1, China S9 e HD428 AA'. Nota-se que o desempenho dos transformadores com núcleo de metal amorfo é bem superior ao melhor critério de especificação internacional.

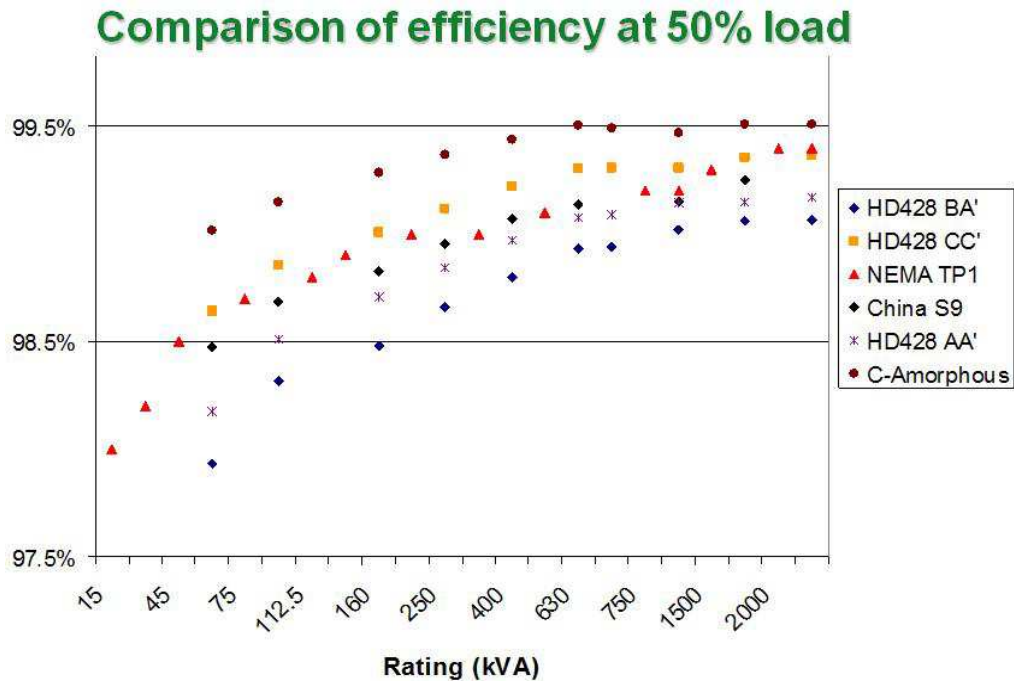


Figura 3.4: Transformadores de distribuição - Comparação de eficiência a 50% de carga para diferentes especificações de perdas
Fonte: Keulenaer (2002)

3.5 Aplicação de ligas amorfas em transformadores de distribuição

A fácil magnetização (baixa coercividade e alta permeabilidade); baixas perdas magnéticas (baixa coercividade, alta permeabilidade e alta resistividade) e rápida inversão de fluxo (proveniente das baixas perdas magnéticas), propriedades elétricas e magnéticas versáteis resultantes de tratamentos térmicos e vasta gama de combinações de componentes químicos, conferem às ligas amorfas especial aplicação na construção de núcleos de transformadores de redes de distribuição de energia elétrica em média tensão.

A Figura 3.5 compara as perdas em vazio de transformadores de distribuição com núcleo de metal amorfo, em função da densidade de fluxo e espessura das lâminas do núcleo, com outras tecnologias já descritas nesse capítulo.

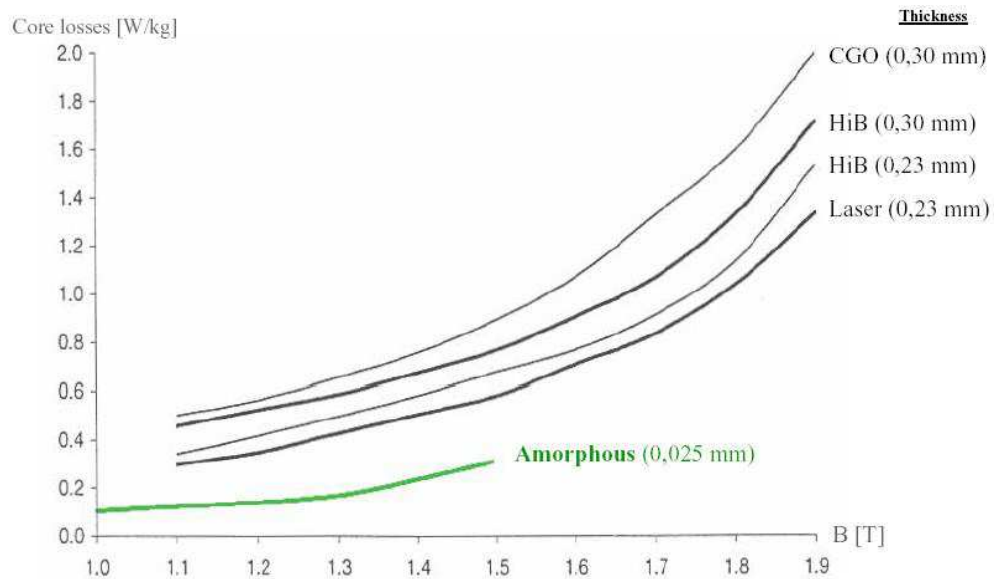


Figura 3.5: Perdas em vazio *versus* Indução magnética (comparativo entre tecnologias)
 Fonte: Frau & Targosz (2008)

As Tabelas 3.2 e 3.3 permitem a comparação entre os valores nominais de perdas vigentes na norma brasileira ABNT (NBR 5440/2011) com os valores da edição 1999 da mesma norma, e com os valores nominais garantidos por um fabricante de transformadores com núcleo de metal amorfo [Couto (2010)]. A Tabela 3.2 refere-se aos transformadores monofásicos e a Tabela 3.3 aos trifásicos.

TABELA 3.2										
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS - VALORES NOMINAS DE PERDAS										
Tensão (kV)	Potência (kVA)	NBR 5440/1999			NBR 5440/2011			AMORFO		
		Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)
15	5	50	110	160	35	105	140	9	131	140
	10	60	200	260	50	195	245	13	242	255
	15	85	270	355	65	265	330	15	334	349
	25	120	400	520	90	390	480	23	477	500
	37,5	160	540	700	135	530	665	30	670	700
24,2	5	50	120	170	40	115	155	11	134	145
	10	70	215	285	55	210	265	18	257	275
	15	90	305	395	75	290	365	20	360	380
	25	130	450	580	100	420	520	26	534	560
36,2	37,5	170	605	775	145	595	740	35	740	775
	5	50	120	170	45	115	160	11	134	145
	10	70	215	285	60	210	270	18	257	275
	15	90	305	395	80	300	380	20	360	380
	25	130	450	580	105	440	545	26	534	560
	37,5	170	605	775	150	590	740	35	740	775

Fonte: Adaptado de Couto (2010), ABNT (NBR 5440/2009) e ABNT (NBR 5440/2011)

TABELA 3.3										
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS - VALORES NOMINAIS DE PERDAS										
Tensão (kV)	Potência (kVA)	NBR 5440/1999			NBR 5440/2011			AMORFO		
		Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)
15	15	100	340	440	85	325	410	28	282	310
	30	170	570	740	150	545	695	36	615	651
	45	220	780	1000	195	750	945	50	720	770
	75	330	1140	1470	295	1100	1395	64	1200	1264
	112,5	440	1550	1990	390	1500	1890	105	1530	1635
	150	540	1910	2450	485	1850	2335	108	1900	2008
	225	765	2700	3465	650	2610	3260	155	3015	3170
300	950	3360	4310	810	3250	4060	165	3925	4090	
24,2	15	110	390	500	95	375	470	31	294	325
	30	180	645	825	160	630	790	43	572	615
	45	250	870	1120	215	840	1055	60	815	875
	75	360	1275	1635	315	1235	1550	80	1200	1280
	112,5	490	1725	2215	425	1660	2085	130	1460	1590
	150	610	2145	2755	520	2090	2610	150	1890	2040
	225	820	2910	3730	725	2880	3605	195	2920	3115
300	1020	3600	4620	850	3550	4400	230	3750	3980	
36,2	15	110	390	500	100	360	460	31	294	325
	30	180	645	825	165	610	775	43	572	615
	45	250	870	1120	230	845	1075	60	815	875
	75	360	1275	1635	320	1260	1580	80	1200	1280
	112,5	490	1725	2215	440	1615	2055	130	1460	1590
	150	610	2145	2755	540	2100	2640	150	1890	2040
	225	820	2910	3730	750	2850	3600	195	2920	3115
300	1020	3600	4620	900	3550	4450	230	3750	3980	

Fonte: Adaptado de Couto (2010), ABNT (NBR 5440/2009) e ABNT (NBR 5440/2011)

A análise dos dados das Tabelas 3.2 e 3.3 deixa evidente que as perdas totais em transformadores monofásicos com núcleo de metal amorfo são, em sua maioria, superiores às perdas totais dos transformadores de ferro-silício especificados conforme ABNT (NBR 5440/2011), podendo levar à falsa inferência que esses primeiros são menos eficientes.

As propriedades físicas das ligas amorfas, já apresentadas nesse capítulo, justificam a queda significativa no valor nominal das perdas em vazio, e o aumento esperado no valor das perdas em carga.

A eficiência do emprego das ligas amorfas na construção de transformadores de distribuição deve-se, essencialmente, a essas propriedades, visto que as perdas de demanda e energia em vazio são constantes, enquanto as perdas em carga são proporcionais ao quadrado do fator de utilização, no caso das perdas de demanda, e proporcionais ao fator de perdas médio, no caso das perdas de energia. Esses fatores, conforme exemplificado no Capítulo 6, item 6.1.2, são muito baixos nos sistemas de distribuição em média tensão, objeto dessa dissertação.

As Figuras 3.6 e 3.7 apresentam fotos da disposição interna de um transformador trifásico com núcleo de metal amorfo.



Figura 3.6: Núcleo de metal amorfo - à esquerda, disposição do núcleo com cinco pernas, e à direita, núcleo com bobinas montadas

Fonte: Fassbinder (2009)



Figura 3.7: Vista interna de transformador com núcleo de metal amorfo

Fonte: União Européia (2008)

CAPÍTULO 4

COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme definido pela Resolução Normativa ANEEL (ReN) nº 166 de 10 de outubro de 2005 [ANEEL (10/10/2005)], é assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica de concessionária ou permissionária de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.

Cabe à ANEEL regular os valores das tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica que assegurem ao consumidor o pagamento de um valor justo, como também garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição, para que ela possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias [ANEEL (10/10/2005) e ANEEL (2005) cadernos temáticos: 4].

A ReN nº 166/2005 estabelece que a Tarifa de Fornecimento de energia elétrica corresponde à tarifa aplicada no faturamento mensal de energia elétrica dos consumidores cativos de concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição, relativa aos valores da TUSD e da TE. De acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª edição [ANEEL (2008)], esse valor é homologado e fixado pela ANEEL por empresa, conforme características específicas de cada área de concessão, dos quais se destacam:

- a) número de consumidores;
- b) quilômetros de rede de transmissão e distribuição;
- c) tamanho do mercado (quantidade de unidades de consumo atendidas por uma determinada infraestrutura);
- d) custo da energia comprada; e
- e) tributos estaduais.

As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois componentes: demanda de potência, em quilowatt (kW) e consumo de energia, em quilowatt-hora (kWh) ou em megawatt-hora (MWh).

Conforme redação dada pela ReN nº 456 de 29 de novembro de 2000 [ANEEL (29/11/2000)], a demanda de potência corresponde à média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, usualmente 15 minutos

[ANEEL (2005) cadernos temáticos: 4], e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias. Já o consumo de energia corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, que normalmente também é de 30 dias.

A estrutura tarifária e a modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado é que definem o conjunto de tarifas a serem aplicados no seu faturamento mensal pela concessionária ou permissionária de distribuição.

Define-se como estrutura tarifária o conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento [ANEEL (29/11/2000)].

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores, já destacados no Capítulo 2, item 2.2: Grupo “A”, atendidos pelas redes de alta tensão (subgrupos A1, A2 e A3) e média tensão (A3a, A4 e AS); e Grupo “B”, atendidos em tensão inferior a 2,3 kV (B1, B2, B3 e B4).

As tarifas do Grupo “A” são do tipo binômia, e constituídas por três estruturas tarifárias/modalidades de fornecimento, a saber:

- a) estrutura tarifária convencional - caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano;
- b) estrutura tarifária horo-sazonal - caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. É constituída por duas modalidades de fornecimento:
 - tarifa horo-sazonal verde; e
 - tarifa horo-sazonal azul.

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados postos tarifários: ponta e fora de ponta. O posto tarifário Horário de Ponta (P) corresponde ao período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, “Corpus Christi”, dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico [ANEEL (27/03/2001)]. Normalmente ocorre entre 18 e 21 horas do dia. Já o posto tarifário Horário Fora da Ponta (F) corresponde ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de

ponta [ANEEL (29/11/2000)], incluindo as 24 (vinte e quatro) horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas em P são mais elevadas do que em FP.

Já para o ano, também são estabelecidos dois períodos, denominados: úmido e seco. O Período Úmido (U) corresponde ao período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte, onde a incidência de chuvas é mais significativa. Já o Período Seco (S) corresponde ao período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro [ANEEL (29/11/2000)]. A menor quantidade de água nos reservatórios das hidrelétricas durante o período seco pode provocar a necessidade de complementação da carga por geração térmica, mais cara, o que eleva a tarifa nesses meses [ANEEL (2005) cadernos temáticos: 4].

Com base nas definições acima, segue abaixo a definição dos segmentos horo-sazonais:

- a) para demanda de potência em R\$/kW:
 - um preço para horário de ponta (P);
 - um preço para horário fora de ponta (F);
- b) para consumo de energia em R\$/MWh:
 - um preço para horário de ponta em período úmido (PU);
 - um preço para horário fora de ponta em período úmido (FU);
 - um preço para horário de ponta em período seco (PS); e
 - um preço para horário fora de ponta em período seco (FS).

A Tabela 4.1 resume as condições para aplicação de tarifas para consumidores do Grupo “A”.

TABELA 4.1 MODALIDADES DE TARIFAS BINÔMIAS APLICADAS EXCLUSIVAMENTE A CONSUMIDORES DO GRUPO "A"				
Estrutura Tarifária	Descrição	Forma de cobrança		Critérios de inclusão
		Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/MWh)	
Convencional	Caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.	Valor único	Valor único	Consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV, sempre que for contratada demanda inferior a 300 kW e não tenha havido opção pela estrutura tarifária horo-sazonal.
Horo-sazonal verde	Modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência	Valor único	PU FPU PS FPS	Para consumidores atendidos pelo SIN e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e não tenha havido opção pela estrutura tarifária horo-sazonal azul, quando: a) a demanda contratada for igual ou superior a 300 kW em qualquer segmento horo-sazonal; ou, b) se o consumidor faturado na estrutura convencional houver apresentado, nos últimos 11 ciclos de faturamento, 3 registros consecutivos ou 6 alternados de demandas medidas iguais ou superiores a 300 kW.
Horo-sazonal azul	Modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.	P FP	PU FPU PS FPS	Obrigatoriamente para consumidores atendidos pelo SIN, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV ou opcionalmente a consumidores atendidas pelo SIN e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que a demanda contratada for inferior a 300 kW.

Fonte: ANEEL (29/11/2000)

As tarifas do Grupo "B" são do tipo monômnia, estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia.

As faturas mensais emitidas pela concessionária ou permissionária de distribuição aos consumidores do Grupo "B" registram a quantidade de energia elétrica consumida no mês anterior em kWh. Para definição do valor a ser pago, a quantidade de energia consumida é multiplicada pela tarifa de fornecimento em R\$/kWh, que corresponde ao valor de 1 (um) quilowatt (kW) consumido em uma hora.

Para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica para unidades consumidoras enquadradas no Grupo "B", os consumidores são identificados por subgrupos de consumo conforme já mencionado no Capítulo 2 (item 2.2) e detalhados a seguir [ANEEL (2005) cadernos temáticos: 4]:

- a) **residencial** - na qual se enquadram, também, os consumidores residenciais de baixa renda cuja tarifa é estabelecida de acordo com critérios específicos. Conforme destacado no Capítulo 2, item 2.2, esse tipo de consumidor pertence ao subgrupo B1;
- b) **rural** - na qual se enquadram as atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural. Pertencentes ao subgrupo B2;
- c) **industrial** - na qual se enquadram as unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante do seu processamento. Pertencentes ao subgrupo B3;
- d) **comercial, serviços e outras atividades** - na qual se enquadram os serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins. Pertencentes ao subgrupo B3;
- e) **poder público** - na qual se enquadram as atividades dos Poderes Públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal. Pertencentes ao subgrupo B3;
- f) **serviço público** - na qual se enquadram os serviços de água, esgoto e saneamento. Pertencentes ao subgrupo B3;
- g) **consumo próprio** - que se refere ao fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição. Pertencentes ao subgrupo B3.
- h) **iluminação pública** - na qual se enquadra a iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público. Pertencentes ao subgrupo B4;

Sobre a Tarifa de Fornecimento aplicável às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potências ativas dos consumidores do Grupo “A” e “B” incidem ainda encargos do setor elétrico e tributos determinados em lei.

Segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª edição [ANEEL (2008)], os encargos setoriais têm aplicação específica, e fazem parte das políticas do Governo Federal para financiar e desenvolver programas no setor elétrico. São definidos em leis aprovadas pelo Congresso Nacional e seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL. A Tabela 4.2 relaciona os principais encargos vigentes.

Os tributos são pagamentos compulsórios devidos ao Poder Público que incidem sobre as faturas mensais de energia elétrica. Possuem determinação legal e asseguram recursos para que o Governo desenvolva suas atividades. Os tributos que incidem sobre a distribuição de energia estão listados a seguir:

- a) federais: Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS);
- b) estadual: Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS);
- c) municipal: Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP).

TABELA 4.2 PRINCIPAIS ENCARGOS SETORIAIS INSERIDOS SOBRE A FATURA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA		
Encargo	Finalidade	Origem
CCC Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica na região Norte do país (Sistemas Isolados).	Decreto n.º 73.102/73
CDE Conta de Desenvolvimento energético	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; promover a universalização do serviço de energia, e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda.	Lei n.º 10.438/02
RGR Reserva Global de Reversão	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico.	Decreto n.º 41.019/57 Lei n.º 12.431/11 prorrogou a cobrança até 2035
CFURH Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica.	Lei n.º 7.990/89
P&D Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.	Lei n.º 9.991/00
PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	Subsidiar as fontes alternativas de energia.	Lei n.º 10.438/02
TFSEE Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL.	Lei n.º 9.427/96
ESS Encargos de Serviços do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional.	Art. 18 do Decreto n.º 2655/98

Fonte: Adaptado de Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 3ª edição [ANEEL (2008)]

De acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª edição [ANEEL (2008)], descontados os encargos e tributos, a parcela que fica com a distribuidora é utilizada para os investimentos em expansão e manutenção da rede, remuneração dos acionistas e cobertura de seus custos. Entre estes últimos, está a compra de suprimento. Desta maneira, a tarifa praticada remunera não apenas as atividades de distribuição, mas também de transmissão e geração de energia elétrica.

Os custos com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores (remuneração do gerador); transporte do ponto de geração até o consumidor final (fio); e os custos com tributos e encargos setoriais são repassados integralmente aos consumidores. Esses custos são denominados Custos Não-Gerenciáveis pela concessionária, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa, ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados [ANEEL (2005) cadernos temáticos: 4]. Os custos Não-Gerenciáveis compõem a Parcela A da tarifa de fornecimento. Conforme destacado no Gráfico 4.1, os Custos Não-Gerenciáveis correspondiam, em 2006, a 70% do valor da tarifa [Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007)].

Já os Custos Gerenciáveis, ou seja, aqueles que a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente, compõem a Parcela B, e somam os outros 30% do valor da tarifa. Fazem parte dessa parcela os custos eficientes de operação e manutenção dos serviços de distribuição, a cota de depreciação dos ativos e a remuneração dos investimentos prudentes realizados pela distribuidora para o atendimento do serviço [Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007)].

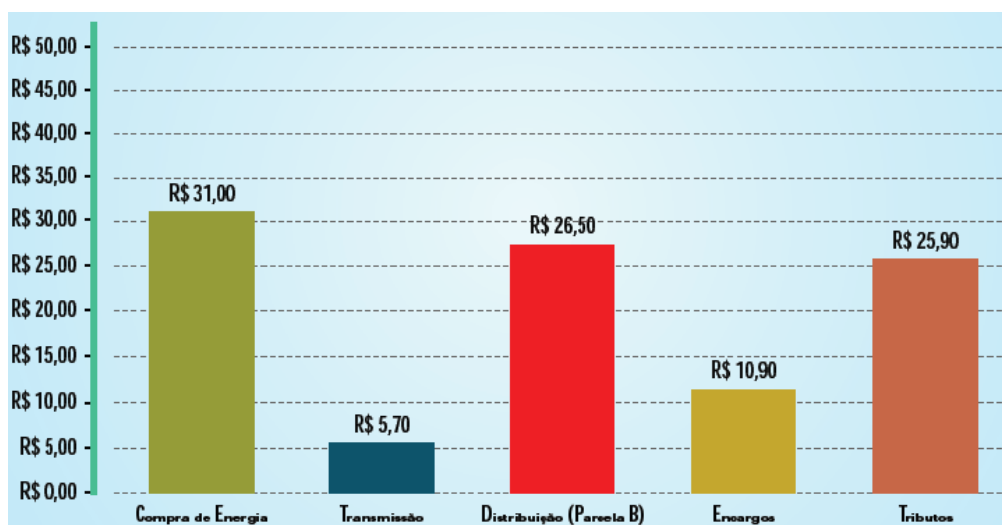
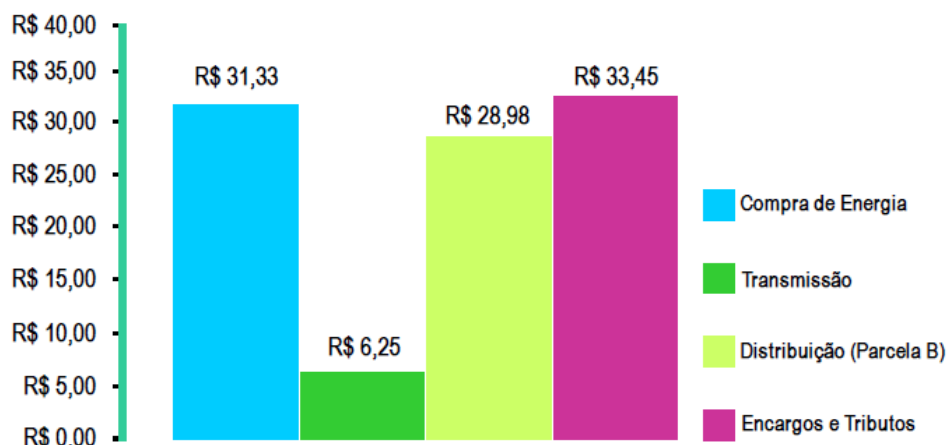


Gráfico 4.1: Quanto se paga em média por componente em uma conta de luz no Brasil de R\$ 100,00: 2007 gráfico superior e 2011 gráfico inferior
Fonte: ANNEL (2008) cartilha e ANEEL (2011) cartilha

Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007) esclarecem que os Impostos e Encargos do Gráfico 4.1 referem-se apenas aos incidentes sobre a distribuição de energia. A tributação total do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e comercialização) alcançou 43,7% em 2005.

4.1 Componentes da TUSD

A ReN nº 166/2005 [ANEEL (10/10/2005)], estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da TUSD e da TE.

Para aperfeiçoamento deste ato regulamentar, a ANEEL recebeu sugestões de agentes do setor elétrico através da Audiência Pública nº 047 realizada em março de 2005, que culminou com a publicação da Nota Técnica nº 302/2005-SRE/ANEEL em 04 de outubro de 2005 [ANEEL (04/10/2005)] pela Superintendência de Regulação Econômica.

Até a presente data desta dissertação, a ReN nº 166/2005 é a última resolução que versa sobre cálculo da TUSD e da TE.

Conforme esclarece o sítio da ANEEL, a TUSD possui a função de recuperar a receita da distribuidora, que é definida pela própria ANEEL, e deve fornecer sinal econômico adequado para a utilização racional dos sistemas de distribuição.

É aplicada por concessionária ou permissionária de distribuição para faturamento de encargos de uso dos sistemas de distribuição de consumidores livres; de unidades geradoras conectadas aos seus sistemas; de outras distribuidoras que acessam seus sistemas e para abertura das tarifas de fornecimento dos consumidores cativos para fins de realinhamento tarifário.

O valor da Parcela B (VPB) da TUSD, correspondente aos custos gerenciáveis pela distribuidora, é composta pelo valor dos seguintes itens:

- a) TUSD Fio B:** tem a função de recuperar os custos da concessionária com o serviço de distribuição de energia elétrica. Remunera a infra-estrutura da rede de distribuição da concessionária à qual o consumidor livre, cativo ou gerador está conectado. É determinada por faixa de tensão, com valores aplicáveis às demandas máximas de potência ativa, para os postos tarifários ponta e fora da ponta. Suas componentes, listadas a seguir, são valoradas em R\$/kW, ponderadas pelo custo marginal de capacidade:
- remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica, calculado no âmbito da revisão tarifária periódica;
 - quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação;
 - custo operacional com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outras despesas (PMSO) do atendimento (leitura, faturamento, arrecadação, agências,

call-centers, etc.) e demais estabelecidos no âmbito da revisão tarifária periódica;

Já o valor da Parcela A (VPA) da TUSD, correspondente aos custos não gerenciáveis, é composta pelo valor dos seguintes itens:

- a) TUSD Fio A:** tem a função de recuperar os custos da concessionária com o serviço de transmissão de energia elétrica. Essa parcela cobre os custos com o transporte de energia até a fronteira da rede de distribuição da concessionária. Possui valores idênticos para todas as faixas de tensão. Os itens são valorados em R\$/kW, através de uma componente tipo tarifa selo. Abaixo os itens que a compõem:
- $TUST_{RB}$: custo relativo ao pagamento da tarifa de uso das instalações de transmissão da Rede Básica;
 - $TUST_{FR}$: custo relativo ao pagamento da tarifa de uso das instalações de fronteira com a Rede Básica;
 - custo com a conexão às instalações da Rede Básica;
 - custo com o uso da rede de distribuição de outras concessionárias;
 - perdas elétricas na Rede Básica, referentes ao montante de perdas técnicas e não técnicas;
- b) TUSD - Encargos do Serviço de Distribuição:** são encargos setoriais para o desenvolvimento do setor elétrico e serviços vinculados à distribuição de energia elétrica. É determinada por faixa de tensão, com valores aplicáveis às demandas máximas de potência ativa, para os postos tarifários ponta e fora da ponta. Os itens são valorados em R\$/kW, ponderados pelo custo marginal de capacidade, com exceção do item contribuição para o ONS, que é valorado por meio de uma componente tipo tarifa selo em R\$/kW. Componentes:
- quota da Reserva Global de Reversão (RGR): tem a finalidade de fomentar a expansão do setor elétrico. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual [ANEEL (03/04/2008)];
 - TFSEE: prover recursos para o funcionamento da ANEEL, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária [ANEEL (03/04/2008)];
 - P&D e Eficiência Energética: promover pesquisas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais. Foi criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, e estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida

em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética;

- contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): prover recursos para o funcionamento do ONS;
- c) TUSD - Perdas Técnicas:** recuperam os custos das perdas técnicas verificados no sistema de distribuição, nos níveis de tensão abaixo de 138 kV. É determinada por faixa de tensão, com valores aplicáveis às demandas máximas de potência ativa, para os postos tarifários ponta e fora da ponta. Tarifa em R\$/kW;
- d) TUSD - Perdas Não Técnicas:** recuperam os custos das perdas não técnicas verificados no sistema de distribuição, nos níveis de tensão abaixo de 138 kV. Duas modalidades, uma em R\$/MWh (para perdas de energia) e outra em R\$/kW (para perdas de demanda) com preços em ponta e fora de ponta;
- e) TUSD - CCC_{S/SE/CO} e TUSD - CCC_{N/NE}:** recuperar custo da Conta de Consumo de Combustíveis do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste aplicadas ao consumo mensal de energia elétrica da unidade consumidora localizada nas respectivas regiões geoeletricas. Tarifa em R\$/MWh;
- f) TUSD - CCC isolado:** recuperar custo da Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados. É atribuída a todas as unidades consumidoras dos sistemas interligado e isolados, aplicada à parcela do consumo mensal que exceda o atendimento feito por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução. Tarifa em R\$/MWh;
- g) TUSD - CDE_{S/SE/CO} e TUSD - CDE_{N/NE}:** recuperar custo da Conta de Desenvolvimento Energético aplicadas sobre a parcela do consumo mensal que exceda o atendimento feito por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução da unidade consumidora localizada nas respectivas regiões geoeletricas. Tarifa em R\$/MWh;
- h) TUSD - PROINFA:** recuperar custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, aplicada à parcela do consumo mensal, que exceda o atendimento feito por empreendimento próprio de autoprodução e/ou de produção independente, exceto aquela pertencente à Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês. Tarifa em R\$/MWh.

Convém destacar que a TUSD - Fio B é faturada em R\$/kW estabelecido para cada nível de tensão em função dos custos marginais de capacidade. Com relação à TUSD - Fio A, as tarifas deverão ser estabelecidas sob a forma de “selo” em R\$/kW o que significa que os custos globais da componente são divididos pelo mercado de referência de demanda

obtendo-se uma tarifa média em R\$/kW (“selo” em kW), aplicado igualmente para todos os níveis de tensão [ANEEL (04/10/2005)]

4.2 Componentes da TE

A Tarifa de Energia Elétrica calculada pela ANEEL é aplicada por concessionária ou permissionária de distribuição para faturamento mensal de contrato de compra de energia celebrado com consumidor do Grupo "A"; bem como no faturamento da parcela correspondente a energia elétrica da tarifa de fornecimento dos consumidores do Grupo "B" e do suprimento de energia à concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

A TE, estabelecida em R\$/MWh, é composta por itens que compõem os custos não gerenciáveis, ou seja, valores da Parcela A, e estão relacionados abaixo:

- a) custo de aquisição de energia elétrica para revenda;
- b) custo da geração própria da concessionária de distribuição;
- c) repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional;
- d) transporte da energia proveniente da Itaipu Binacional;
- e) uso dos sistemas de transmissão da Itaipu Binacional;
- f) uso da Rede Básica vinculado aos Contratos Iniciais;
- g) Encargos de Serviços do Sistema (ESS);
- h) perdas na Rede Básica;
- i) P&D e Eficiência Energética;
- j) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

A TE referente ao suprimento a outra concessionária não inclui a TFSEE. Caso a concessionária suprida seja agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), não incide ainda sobre TE aplicada ao respectivo consumo as perdas na Rede Básica e os Encargos de Serviços do Sistema. Finalmente, caso a concessionária suprida seja detentora de quota-parte de Itaipu, não incidirá sobre a TE os itens referentes às letras 'c', 'd' e 'e' acima referenciados.

A ReN nº166/2005 esclarece no Art. 5º que nos reajustes tarifários anuais ou nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias ou permissionárias de distribuição, após março de 2008, a TE corresponderá a um único valor para cada posto tarifário, independente do nível de tensão.

A TE relativa a consumidores do Grupo “A” é estabelecida com estrutura horo-sazonal, ou seja, estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência (tarifa binômica) de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano (seco e úmido), conforme os requisitos a seguir definidos no Art. 8º da ReN nº 166/2005:

- a) a tarifa para aplicação no período seco deverá ser 12% (doze por cento) maior em relação à tarifa do período úmido; e
- b) a tarifa aplicada ao consumo verificado no horário da ponta deverá ser 72% (setenta e dois por cento) maior em relação à tarifa do horário fora da ponta.

A Figura 4.1 ilustra a configuração final das componentes da TUSD e TE.



Figura 4.1: Configuração final das componentes da TUSD e TE
Fonte: Nota Técnica nº 302/2005–SRE/ANEEL [ANEEL (04/10/2005)]

4.3 Regulação por Incentivos

A Figura 4.2 ilustra a missão da ANEEL, que é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade [ANEEL (2008) cartilha].

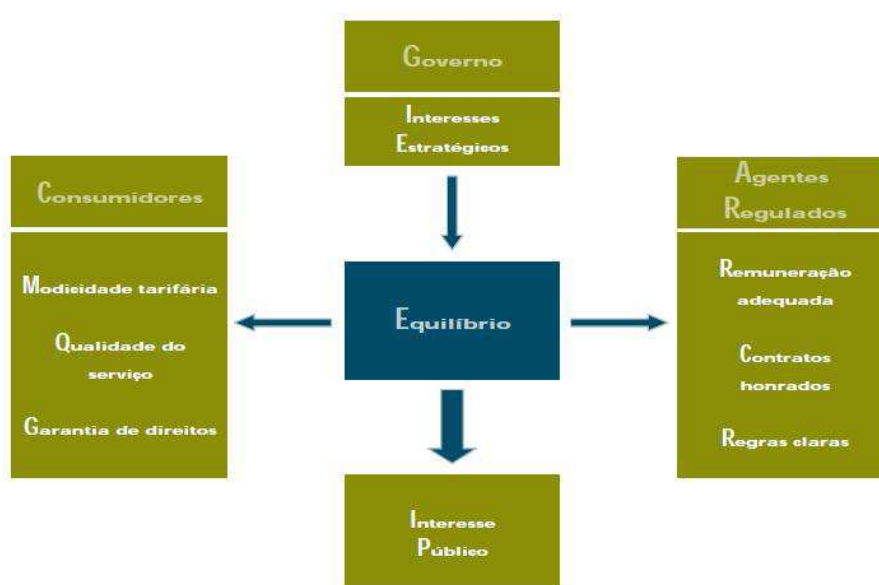


Figura 4.2: Papel da ANEEL como agente de equilíbrio para desenvolvimento do mercado de energia elétrica entre os agentes do setor e em benefício da sociedade
Fonte: ANEEL (2008) cartilha

Para estabelecer o valor adequado da tarifa, ou seja, o valor que assegure a prestação eficiente do serviço de distribuição ao menor custo para o consumidor e remuneração adequada do capital investido pelas concessionárias, a ANEEL adotou o mecanismo de Regulação por Incentivos [Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007)].

Esse mecanismo estimula a busca por produtividade pelas concessionárias, garantindo a elas, durante o processo de revisão tarifária periódica, que ocorre em intervalo médio de quatro anos, a obtenção de ganhos econômicos caso apresentem desempenho superior a parâmetros pré-determinados pela ANEEL, metodologia conhecida como “empresa de referência” ou “*benchmark*”, que visa simular condições de eficiência econômica típica de um mercado de livre concorrência, mesmo se tratando de um monopólio natural como é o caso da energia elétrica.

Por outro lado, a Regulação por Incentivos busca obter a modicidade da tarifa ao longo do prazo de execução de um contrato. Esse princípio permite aos consumidores compartilhar, parcialmente com as concessionárias, os ganhos econômicos de produtividade decorrentes

do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo pelos empreendimentos em concessão [ANEEL (2008) cartilha e Campos Neto & Soares (2007)].

Para isso, durante a época de revisão tarifária periódica da concessionária, a ANEEL fixa um índice redutor no cálculo da Parcela B, destinada à remuneração dos custos e investimentos das distribuidoras, denominado Fator X, que é anualmente aplicado nos processos de reajuste tarifário, na data de aniversário do contrato de concessão (exceto no ano de revisão tarifária).

Dessa forma, segundo Campos Neto & Soares (2007), é possível a manutenção do conceito de equilíbrio econômico-financeiro (EEF), com a proteção das concessionárias diante dos impactos nos custos, e da modicidade tarifária, que repassa para a tarifa parte dos ganhos de produtividade e de receitas adicionais das concessionárias.

Ainda segundo Campos Neto & Soares (2007), o conceito de modicidade tarifária proposto não apresenta risco de redução da taxa interna de retorno (TIR) do empreendimento, pois ao prever o compartilhamento de receitas adicionais, admite a possibilidade de elevação da rentabilidade ao longo do tempo.

4.4 Mecanismos de correção das tarifas de energia elétrica no Brasil

No Brasil, as regras fixadas a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores pelas empresas prestadoras dos serviços de distribuição estão contidas nos contratos de concessão assinados junto a ANEEL. Esses contratos estabelecem três mecanismos de correção das tarifas, que permitem a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, conforme lei: Reajuste Tarifário Anual (RTA), Revisão Tarifária Periódica (RTP) e Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).

4.4.1 Reajuste Tarifário Anual

O Reajuste Tarifário Anual (RTA) acontece anualmente, na data de aniversário do contrato de concessão, exceto no ano de revisão tarifária, onde é feito o reposicionamento das tarifas baseado em regras diferentes daquelas aplicadas ao reajuste tarifário.

O RTA visa restabelecer o poder de compra da receita obtida pela concessionária, segundo critérios definidos no contrato. Os componentes da Parcela A são atualizados, ou seja, verificados os novos valores dos encargos setoriais, fio, compra de energia para revenda, etc. Já os custos constantes da Parcela B são corrigidos pela inflação (índice IGP-M da

Fundação Getúlio Vargas), descontados de um índice de ganho (ou perda) de produtividade, o Fator X, fixado pela ANEEL na época da revisão tarifária, de forma a contribuir para a modicidade tarifária [ANEEL (2008) cartilha e Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007)]. A Figura 4.3 ilustra o mecanismo de correção da Parcela A e B após o Reajuste Tarifário Anual.



Figura 4.3: Mecanismo de correção da Parcela A e B durante o Reajuste Tarifário Anual
Fonte: ANEEL (2008) cartilha

4.4.2 Revisão Tarifária Periódica

A Revisão Tarifária Periódica (RTP) ocorre, em média, a cada quatro anos, e trata-se de um processo mais amplo que o RTA, pois permite um reposicionamento tarifário da Parcela B e atualização do Fator X, a ser empregado nos reajustes anuais posteriores.

Enquanto nos reajustes tarifários a Parcela B da Receita Requerida pela concessionária é atualizada monetariamente pelo IGP-M, na revisão tarifária periódica é realizada completa análise da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência pela concessionária, para fixar um novo patamar de tarifa, adequado à sua estrutura e mercado de atendimento, além da atualização dos componentes da Parcela A [ANEEL (2008) cartilha e ANEEL (2005) cadernos temáticos: 4].

A Figura 4.4 ilustra o mecanismo de correção da Parcela A e B após o processo de Revisão Tarifária Periódica.

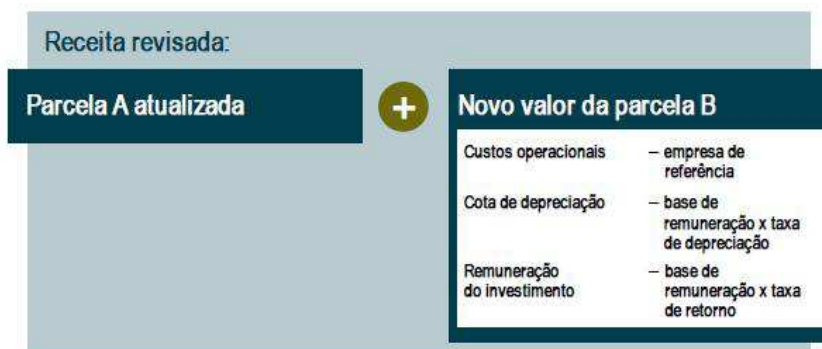


Figura 4.4: Mecanismo de correção da Parcela A e B durante a Revisão Tarifária Periódica
Fonte: ANEEL (2008) cartilha

Para garantir transparência e isonomia ao processo de revisão tarifária, a ANEEL adota a metodologia da “empresa de referência”, com intuito de evitar os efeitos da assimetria de informações prestadas pela própria distribuidora, que gerencia e detém todos os dados (técnicos, operativos, financeiros, contábeis, etc.) vinculados à prestação do serviço regulado. Trata-se de um modelo teórico que simula os custos operacionais eficientes e a base de remuneração (montante de investimento a ser remunerado) de uma concessionária ideal na área geográfica da concessionária de distribuição em análise.

Os investimentos prudentes são aqueles requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição, cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na REN nº 493, de 03 de setembro de 2002 [ANEEL (2005) cadernos temáticos: 4 e ANEEL (03/09/2002)].

A remuneração dos investimentos prudentes é realizada por [ANEEL (2005) cadernos temáticos: 4]:

- a) cota de depreciação - refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros, destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência, para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil;
- b) remuneração do capital - baseia-se no resultado da aplicação de uma taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição de energia elétrica sobre o investimento a ser remunerado, ou seja, sobre a base de remuneração. Para cálculo da base de remuneração, a ANEEL adota as seguintes metodologias:
 - para o cálculo da taxa de retorno adequada - metodologia Custo Médio Ponderado de Capital, do inglês *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*. Busca proporcionar aos investidores da concessionária, um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de riscos semelhantes;
 - para o cálculo do custo de capital próprio - metodologia *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. Busca calcular um retorno adequado sobre o capital próprio investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada, de forma a manter a atratividade de capital e, conseqüentemente, a continuidade da prestação do serviço no longo prazo;
 - para o cálculo do custo de capital de terceiros - abordagem semelhante à do cálculo do custo de capital próprio, adicionando a taxa de risco exigida pelo mercado financeiro internacional para emprestar recursos a uma concessionária de distribuição de energia elétrica no Brasil. Busca impedir que as tarifas sejam

afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros pelos investidores da concessionária de distribuição;

- para o cálculo da remuneração dos investimentos - adoção do princípio de estrutura ótima de capital, que prevê relação otimizada entre os recursos próprios e de terceiros utilizados pela concessionária de distribuição para financiar os investimentos necessários para a prestação do serviço de energia elétrica.

Finalmente, a ANEEL calcula o Fator X, índice que representa o ganho de produtividade acumulado, o qual será aplicado nos processos de reajustes tarifários posteriores com objetivo de compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade obtidos pelas concessionárias, contribuindo assim para alcance da modicidade tarifária [Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007)]. A seguir a descrição das componentes que compõem o Fator X [ANEEL (2005) cadernos temáticos: 4]:

- a) componente X_e - reflete, por meio de um índice, os ganhos de produtividade esperados pelo natural incremento do consumo de energia elétrica na área de concessão da distribuidora, em função do maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;
- b) componente X_c - reflete, por meio de um índice, a avaliação dos consumidores sobre a empresa de distribuição que lhe fornece energia, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC);
- c) componente X_a - reflete um índice de ajuste ao reajuste do componente “pessoal” da Parcela B, quando dos reajustes tarifários anuais, que reflita adequadamente o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira.

A Figura 4.5 resume o processo de Revisão Tarifária Periódica.



Figura 4.5: Resumo do Processo de Revisão Tarifária Periódica
 Fonte: Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007)

4.4.3 Revisão Tarifária Extraordinária

Por fim, o terceiro e último mecanismo de correção das tarifas de energia elétrica, previsto nos contratos de concessão, é a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), que poderá ser realizada pela ANEEL, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição, e quando devidamente comprovado algum evento imprevisível que pode afetar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Esse mecanismo permite a ANEEL corrigir o conjunto de tarifas da concessionária caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos posteriores à assinatura do contrato de concessão ou dos mecanismos de revisão tarifária periódica ou de reajuste anual. [ANEEL (2008) cartilha, Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007), ANEEL (2005) cadernos temáticos: 4].

CAPÍTULO 5

MODELO TRADICIONAL DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO

O objetivo maior de uma empresa é a maximização da riqueza de seus proprietários, seja ela privada, estatal ou de economia mista. Para isso, deve contar com uma eficiente metodologia para tomada de decisões que envolvem a aplicação de recursos que irão resultar em benefícios futuros para a organização. Esse processo pressupõe a escolha de uma entre várias alternativas propostas para a alocação ótima dos recursos disponíveis. Nesse contexto, torna-se muito importante o emprego de técnicas para a definição destas alternativas e a adequada avaliação de suas conseqüências. A tomada de decisão pautada por critérios subjetivos, tais como experiências anteriores, intuição ou juízos de valor, podem colocar em risco as operações da empresa.

A análise técnica do futuro investimento deve ser feita em conjunto com uma análise econômica a fim de possibilitar a valoração em termos monetários de seus impactos. Essa necessidade levou ao surgimento da Engenharia Econômica, que reuni o conjunto de princípios e técnicas necessárias para a tomada de decisão sobre investimentos.

Após a desverticalização do setor elétrico, e conseqüente abertura do mercado, bem como a criação do órgão regulador, a ANEEL, as empresas de distribuição de energia elétrica se viram obrigadas a inserirem em sua cultura a análise de investimentos do tipo custo/benefício para avaliação da viabilidade de novos projetos, priorização de seus investimentos e aumento de competitividade.

Este capítulo apresenta um breve resumo da metodologia tradicional de análise de investimentos, atendendo especialmente ao método do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR). Ainda, será ponderado nesse capítulo o efeito da regulação sobre os investimentos a serem realizados por distribuidoras e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

5.1 Fluxo de Caixa Incremental

Na análise de rentabilidades e custos de operações financeiras, e no estudo de viabilidade econômica de projetos de investimentos, é indispensável a elaboração da estimativa de um

fluxo de caixa que considere as entradas e saídas de caixa, permitindo que se visualize no tempo o que ocorre com o capital.

O primeiro passo na construção do fluxo de caixa consiste na identificação e quantificação das variáveis que irão compor as demonstrações financeiras projetadas. O próximo passo é a determinação das fronteiras temporais de cada variável. Somente depois de estabelecido o fluxo de caixa de uma alternativa de investimento, é que são aplicadas as técnicas para análise de sua viabilidade econômica, tais como VPL, TIR, *pay-back* e índice de lucratividade [Miranda Filho (2005) e Lund (2007)].

O fluxo de caixa é evidenciado através da Demonstração de Fluxo de Caixa (DFC) por meio de tabelas e quadros, ou graficamente conforme ilustrado na Figura 5.1:

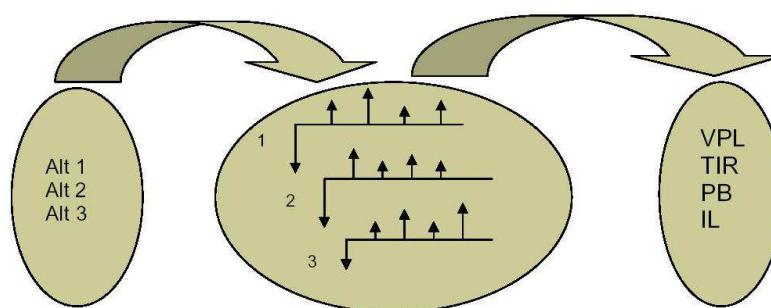


Figura 5.1: Demonstração gráfica do fluxo de caixa para três alternativas de investimento
Fonte: MARANGON (2005)

O eixo horizontal representa a escala de tempo dividido em períodos descontínuos, expresso em dias, semanas, meses, trimestres, semestres ou anos. O ponto zero indica a data inicial, e os demais pontos representam o início ou o final do período em análise (em função da convenção adotada), não sendo possível representar valores intermediários [Lund (2007)].

As setas apontadas para cima representam entradas (ou recebimentos) de dinheiro, e possuem sinal positivo. Já as setas para baixo representam saídas (pagamentos ou aplicações) de dinheiro, e possuem sinal negativo.

Um fluxo de caixa bem feito possibilita à empresa a identificação das sobras e faltas no caixa, permitindo o planejamento adequado de suas ações futuras e o acompanhamento do desempenho de suas movimentações financeiras (entradas e saídas de valores) diante de situações de alto custo de crédito, taxas de juros elevadas, redução do faturamento, entre outros riscos aos quais o capital esteja exposto.

O fluxo de caixa para determinado período deve permitir o demonstrativo das atividades operacionais, de investimentos e de financiamentos, bem como os efeitos líquidos sobre os saldos de caixa, consolidados no início e no final do período [Oliveira (2006) e CFC (2010)].

As atividades operacionais estão relacionadas à exploração do objeto social da empresa, como o recebimento de vendas de mercadorias ou de prestação de serviços, e pagamentos de fornecedores, salários, encargos sociais e impostos decorrentes das vendas e de outras despesas operacionais.

As atividades de investimentos referem-se à aquisição e venda de ativos imobilizados utilizados na produção de bens e serviços, bem como outros investimentos destinados a gerar receitas futuras, como aquisição ou venda de ações ou participações societárias, desembolsos relativos à concessão de empréstimos a terceiros e recebimentos na amortização desses empréstimos.

As atividades de financiamentos estão relacionadas aos empréstimos e financiamentos captados pela empresa, que resultam em mudanças no tamanho e na composição do seu patrimônio líquido. Como exemplo pode-se destacar o valor em dinheiro proveniente da emissão de ações ou instrumentos de capital, pagamento a investidores para adquirir ou resgatar ações da empresa, tomada de empréstimo em curto e longo prazo, amortização de empréstimos, recursos recebidos dos sócios (integralizações de capital em dinheiro), dividendos pagos aos acionistas e pagamento de arrendamento.

O Fluxo de Caixa Incremental (FCI) é obtido pela diferença entre os fluxos de caixa futuros da empresa decorrentes da aceitação de uma alternativa de investimento e aqueles fluxos de caixa que seriam possíveis sem a implantação dessa alternativa. Dessa forma, os fluxos de caixa incrementais refletem as alterações nos fluxos futuros da empresa em função dos impactos a serem causados pela realização de um novo projeto.

5.2 Efeito da regulação na formação da receita advinda de investimento no setor elétrico

O modelo de regulação por incentivos, adotado pela ANEEL, incentiva a busca pela eficiência operacional e a realização de investimentos prudentes pelas concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição [Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia (2007)].

Os investimentos, reconhecidos pela ANEEL como prudentes, são enquadrados como ativos passíveis de remuneração tarifária através de sua incorporação à Base de Remuneração Regulatória (BRR) [Marangon (2004)].

Já os custos operacionais eficientes são cobertos considerando a metodologia de eficiência comparativa, por meio do critério adotado pela ANEEL conhecido como Empresa de Referência (ER), já descrito no Capítulo 4.

Conforme observa Miranda Filho (2005), em um ambiente regulado deve-se levar em consideração o momento no qual certos benefícios provenientes do investimento escolhido irão, efetivamente, resultar em receitas adicionais à empresa. Isso se deve ao fato de que, num ambiente regulado, as receitas adicionais estão vinculadas à correção das tarifas aplicadas sobre a prestação do serviço. Dessa forma, o fluxo de caixa de uma alternativa de investimento, em um setor sob efeito de regulação, deve considerar os mecanismos de correção das tarifas e seus impactos sobre as receitas.

No setor elétrico de distribuição, o mecanismo mais importante é a Revisão Tarifária Periódica (RTP), já descrita em detalhes no Capítulo 4.

Durante a RTP, a ANEEL homologa as novas tarifas que, quando aplicadas ao mercado da concessionária, são suficientes para alcançar a receita calculada para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro. Os custos decorrentes dos investimentos realizados entre os ciclos de RTP são repassados à tarifa, enquanto receitas adicionais resultam em abatimento das tarifas. Dessa forma, grande parte dos ganhos adicionais advindos do investimento são absorvidos no momento da revisão, mas por outro lado, os novos ativos incorporados passam a compor a base de remuneração para cálculo da nova receita.

Sob esse ponto de vista, a demonstração do fluxo de caixa da alternativa de investimento deve considerar dois momentos distintos. O primeiro, para os anos entre a realização do investimento e o ano da RTP, onde os ativos ainda não compõem a base de remuneração e, dessa forma, ainda não são remunerados; e o segundo, para os anos subsequentes à RTP.

O fluxo de caixa de um projeto de investimento no setor de distribuição de energia elétrica deve então considerar os itens regulatórios que influenciam diretamente as receitas e despesas operacionais da atividade de distribuição, bem como os mecanismos de correção das tarifas ao longo dos anos.

Abaixo serão descritos os principais itens regulatórios considerados nessa dissertação, para formação do fluxo de caixa para análise do investimento proposto, que prevê a substituição

de transformadores convencionais de FeSi de redes de distribuição aéreas por transformadores com núcleo de metal amorfo.

5.2.1 Base de Remuneração Regulatória

A Base de Remuneração Regulatória (BRR) representa os investimentos prudentes de todos os ativos da distribuidora que serão remunerados pelo WACC regulatório e pela Quota de Reintegração [Marangon (2006) e ANEEL (03/09/2002)].

Os investimentos realizados nos anos que precedem o ciclo de RTP somente são incorporados à BRR no ano da revisão, e somente a partir daí é que passam a ser remunerados nos próximos movimentos de reajuste tarifário e novos ciclos de RTP. Essa metodologia presume que o cadastro dos ativos, contemplando adições e baixas, deve estar sempre atualizado.

A BRR é composta pelos valores dos seguintes itens, em conformidade com a Resolução Normativa ANEEL Nº 338 de 25 de novembro de 2008, que subsidiou o 2º Ciclo de RTP (2CRTP) das distribuidoras [ANEEL (25/11/2008)]:

- I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico);
- II – Almoxarifado de operação;
- III – Ativo diferido; e
- IV – Obrigações especiais.

Os ativos como edificações, máquinas e equipamentos são remunerados de acordo com o Método do Custo de Reposição, que estabelece que cada ativo é valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

Para a completa avaliação dos ativos, é necessário estabelecer os seguintes valores [ANEEL (25/11/2008)]:

- a) Valor Novo de Reposição (VNR): refere-se ao valor do bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir do banco de preços da concessionária, ou do banco de preços referenciais, quando homologado, ou do custo contábil;
- b) Valor de Mercado em Uso (VMU): definido como o VNR deduzido da parcela de depreciação, a qual deve respeitar sempre os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para o bem considerado, a partir da data de sua imobilização;

- c) Valor do Ativo Imobilizado em Serviço: definido pela multiplicação do Índice de Aproveitamento pelo Valor de Mercado em Uso. O Índice de Aproveitamento é definido como um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

O VNR para máquinas e equipamentos é obtido pela soma dos seguintes componentes:

- a) Equipamentos Principais (EP): equipamentos representados pelas Unidades de Cadastro (UC/UAR) conforme Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico;
- b) Componentes Menores (COM): conjunto de componentes fixos vinculados a um determinado EP;
- c) Custos Adicionais (CA): compreende os custos necessários para colocação do bem em operação, incluindo os custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete, sendo aplicado sobre o valor do equipamento principal acrescido do COM;
- d) Juros sobre Obras em Andamento (JOA): representa os juros sobre o capital próprio e de terceiros aplicados em obras ainda em andamento (imobilizações em curso). Incide sobre o total dos itens anteriores, para subestações, linhas e redes de distribuição. O período de capitalização para cálculo do JOA, conforme ReN 338/2008 [ANEEL (25/11/2008)], é equivalente ao período de construção que, para obras de construção de redes de distribuição aéreas e subterrâneas, corresponde a 3 meses, sendo considerado o desembolso financeiro de 26,7%, 33,3% e 40%, distribuído respectivamente no 1º, 2º e 3º mês. Em outras palavras, o JOA representa as variações monetárias e os demais encargos financeiros incidentes sobre o capital aplicado em obras em andamento, e caracteriza receitas de capital que seriam auferidas com esses recursos se estivessem aplicados no mercado financeiro [Gazzi (2010)]. A Equação (5.1) apresenta a fórmula para cálculo do JOA e a Figura 5.2 a sua influência na construção do fluxo de caixa do projeto de investimento.

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left((1 + r_a)^{N+1-i/12} - 1 \right) \cdot di \quad (5.1)$$

onde:

JOA é o juros sobre obras em andamento, em %;

N é o número de meses, de acordo com o tipo de obra;

r_a é o custo médio ponderado de capital anual (WACC);

di é o desembolso mensal, em %, distribuído conforme o fluxo financeiro estabelecido.

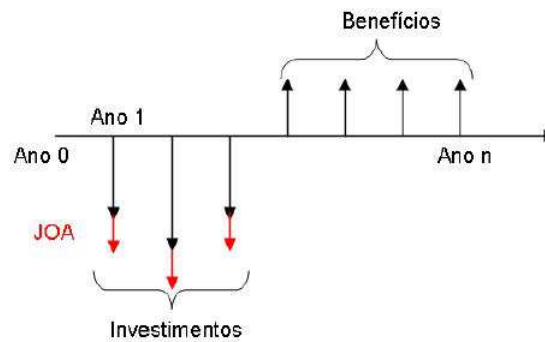


Figura 5.2: Incidência do JOA na construção do fluxo de caixa
Fonte: Gazzi (2010)

5.2.2 Custo Médio Ponderado de Capital Próprio e de Terceiros - WACC Regulatório

A taxa de retorno ou taxa de desconto adotada pela ANEEL para remuneração dos serviços de distribuição de energia elétrica é dada pela metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital, do inglês *Weighted Average Cost of Capital* (WACC).

O WACC regulatório considera em seu cálculo uma média das taxas de empréstimos obtidas pelos agentes de distribuição (participação do capital de terceiros) e uma remuneração média estimada para seus acionistas (participação do capital próprio). O valor final deve refletir o custo de oportunidade dos provedores de capital, ponderado pela participação de cada um deles na composição do capital total da empresa. O objetivo de sua determinação pela ANEEL é assegurar aos investidores o retorno esperado para projetos de investimentos na mesma classe de risco, sendo calculado após o desconto do imposto de renda no caso do capital de terceiros [Gazzi (2010) e Lauer (2006)].

O WACC regulatório é estabelecido pela ANEEL em cada ciclo de RTP, e conforme a ReN 338/2008 a fórmula considerada no 2CRTP é dada pela Equação (5.2):

$$r_{WACC} = \left(\frac{P}{P+D} \right) \cdot r_P + \left(\frac{D}{P+D} \right) \cdot r_D \cdot (1-T) \quad (5.2)$$

onde:

r_{WACC} é custo médio ponderado de capital;

r_P é o custo de capital próprio;

r_D é o custo de capital de terceiros;

T é a alíquota de impostos;

P é o valor do capital próprio;

D é o valor do capital de terceiros.

A Nota Técnica nº 95/2011-SRE/ANEEL de 13 de abril de 2011 [ANEEL (13/04/2011)] sugere que o WACC regulatório real depois de impostos a ser aplicado no 3CRTP corresponderá a 7,57%, contra 9,95% praticado no 2CRTP [ANEEL (21/03/2007)].

5.2.3 Quota de Reintegração Regulatória

A redação dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006 [ANEEL (31/10/2006)], estabelece que a Quota de Reintegração Regulatória corresponde à quota que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, visando recompor os ativos dedicados à prestação do serviço, ao longo da sua vida útil.

A Quota de Reintegração Regulatória é calculada sobre a Parcela B da TUSD, correspondente aos custos gerenciáveis da distribuidora, e seus benefícios somente são incorporados à base de remuneração no ano do ciclo de RTP.

A taxa de depreciação de transformadores de distribuição, conforme Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) aprovado pela ReN nº 367/2009 de 02 de junho de 2009, corresponde a 5,0% ao ano [ANEEL (2009) MCPSE].

5.2.4 Custo evitado com a redução de perdas

O Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética (MPEE) aprovado pela ReN nº 300/2008, de 12 de fevereiro de 2008 [ANEEL (12/02/2008)], apresenta os procedimentos para elaboração e execução de projetos de eficiência energética regulados pela ANEEL, em atendimento ao cumprimento da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que obriga as empresas concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica a aplicarem um percentual mínimo da Receita Operacional Líquida (ROL) em Programas de Eficiência Energética (PEE).

O objetivo dos PEE é demonstrar à sociedade, através da maximização dos benefícios da energia economizada e da demanda evitada, a importância e a viabilidade econômica de ações de combate ao desperdício de energia elétrica e de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia [ANEEL (2008) MPEE].

Os recursos dos PEE são destinados principalmente para projetos pelo lado da demanda, buscando a transformação do mercado de energia elétrica e a criação de hábitos racionais de uso da energia elétrica.

Projetos pelo lado da oferta, ou seja, pelo lado da concessionária ou permissionária de distribuição, somente são aprovados pela ANEEL quando permitem a redução e/ou deslocamento da demanda de ponta e introdução de novas modalidades tarifárias que

estimulem a mudança de hábito do consumidor. Isso se deve ao fato de que, para a ANEEL, investimentos ligados à atividade de distribuição de energia, quando considerados prudentes, já são remunerados pela estrutura tarifária, não podendo assim receber aportes de recursos dos PEE.

Os principais critérios para avaliação e aprovação de projetos de eficiência energética estão relacionados ao montante de energia economizada e à redução de demanda no horário de ponta.

Para avaliação da viabilidade econômica dos projetos, são adotados os seguintes parâmetros [ANEEL (2008) MPEE]:

- a) Taxa de desconto: corresponde à taxa mínima de atratividade a ser considerada na avaliação financeira, que deve ser de, no mínimo, 8% a.a., em conformidade com a taxa de desconto aplicada na avaliação das alternativas de expansão estabelecida no Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, Nota Técnica 1.04.26.07A, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- b) Vida útil: corresponde ao período de tempo do equipamento, baseado em dados fornecidos pelo fabricante, que se inicia normalmente com sua entrada em operação e se estende até ser considerado irreparável no contexto operacional, técnico ou econômico;
- c) Custos evitados: corresponde às economias decorrentes do adiamento de investimentos na expansão do sistema elétrico (custo da demanda evitada) e/ou da redução de despesas operacionais (custo da energia economizada). A totalização é obtida multiplicando-se as quantidades de demanda e de energia evitadas pelos respectivos "custos unitários evitados", que por sua vez são obtidos a partir das Equações (5.3) e (5.4).
- d) Relação custo-benefício (RBC): critério utilizado para avaliação econômica do projeto sob a ótica da sociedade, calculado através da razão entre os custos anualizados sobre os benefícios anualizados. O detalhamento dessa metodologia pode ser consultado no item 4.3.4.1 do MPEE - Versão 2008 [ANEEL (2008) MPEE].

$$CED = (12 \cdot C_1) + (12 \cdot C_2 \cdot LP) \quad (5.3)$$

$$CEE = \left[\frac{(C_3 \cdot LE_1) + (C_4 \cdot LE_2) + (C_5 \cdot LE_3) + (C_6 \cdot LE_4)}{(LE_1 + LE_2 + LE_3 + LE_4)} \right] \quad (5.4)$$

onde:

CED é custo unitário evitado de demanda, em R\$/kW.ano;

CEE é o custo unitário de evitado de energia, em R\$/MWh;

C_1 é o custo unitário da demanda no horário de ponta, em R\$/kW.mês;

C_2 é o custo unitário da demanda fora do horário de ponta, em R\$/kW.mês;

C_3 é o custo unitário da energia no horário de ponta de períodos secos, em R\$/MWh;

C_4 é o custo unitário da energia no horário de ponta de períodos úmidos, em R\$/MWh;

C_5 é o custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos secos, em R\$/MWh;

C_6 é o custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos úmidos, em R\$/MWh;

LP constante de perda de demanda no posto fora de ponta, considerando 1kW de perda de demanda no horário de ponta;

LE_1 , LE_2 , LE_3 e LE_4 são constantes de perdas de energia nos postos de ponta e fora de ponta para os períodos seco e úmido, considerando 1 kW de perda de demanda no horário de ponta.

Os valores das constantes LP e LE são calculados a partir dos postos horários da tarifa horosazonal azul, com base em uma série de Fatores de Carga (FC) e Fatores de Perdas (Fp), segundo a Equação (5.5):

$$Fp = k \cdot FC + (1 - k) \cdot FC^2 \quad (5.5)$$

onde:

k , coeficiente constante da relação Fp e FC , varia de 0,15 a 0,30;

FC é o fator de carga do segmento elétrico, imediatamente a montante daquele considerado ou, que sofreu a intervenção, ou ainda, na falta deste, admitir-se-á o médio da empresa nos últimos 12 meses;

Os valores das constantes de perda LP e LE , em função da variação do fator de carga, calculados com o k de 0,15 (valor típico adotado no Brasil) [ANEEL (2008) MPEE], são apresentados na Tabela 5.1.

TABELA 5.1 CONSTANTES DE PERDAS DE DEMANDA E ENERGIA, PARA K=0,15						
FC	LP	LE _{soma}	LE1	LE2	LE3	LE4
0,1	0,1444	0,20586	0,23139	0,16197	-0,1099	-0,0776
0,15	0,1681	0,36464	0,24102	0,16871	-0,02643	-0,01867
0,2	0,1936	0,56064	0,25119	0,17583	0,07832	0,0553
0,25	0,2209	0,79388	0,2619	0,18333	0,20435	0,1443
0,3	0,25	1,06434	0,27315	0,19121	0,35166	0,24832
0,35	0,2809	1,37204	0,28494	0,19946	0,52026	0,36738
0,4	0,3136	1,71696	0,29727	0,20809	0,71014	0,50146
0,45	0,3481	2,09912	0,31014	0,2171	0,9213	0,65057
0,5	0,3844	2,5185	0,32355	0,22649	1,15375	0,81472
0,55	0,4225	2,97512	0,3375	0,23625	1,40748	0,99389
0,6	0,4624	3,46896	0,35199	0,24639	1,68249	1,18808
0,65	0,5041	4,00004	0,3695	0,25865	1,97632	1,39557
0,7	0,5476	4,56834	0,38516	0,26961	2,29381	1,61977
0,75	0,5929	5,17388	0,40136	0,28095	2,63258	1,85899
0,8	0,64	5,81664	0,4181	0,29267	2,99264	2,11324
0,85	0,6889	6,49664	0,43538	0,30476	3,37398	2,38252
0,9	0,7396	7,21386	0,4532	0,31724	3,7766	2,66683

Fonte: ANEEL (2008) MPEE

Apesar do MPEE - Versão 2008 apresentar restrições para a implementação de projetos pelo lado da oferta, o primeiro ciclo de investimentos em Programas de Eficiência Energética (1998/1999) não apresentavam a mesma limitação, conforme destaca Pompermayer (2011).

O MPEE - Versão 1999 estabelece a mesma metodologia de cálculo de CED e CEE, descrita acima, para projetos pelo lado da oferta. Dessa forma, essa metodologia será empregada nessa dissertação para valoração dos custos evitados de demanda e de energia, na avaliação econômica da redução de perdas técnicas obtidas por meio da substituição de transformadores convencionais de redes aéreas de distribuição por transformadores com núcleo de metal amorfo.

5.2.5 Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido

As concessionárias de distribuição estão sujeitas a pagamento de impostos, que afetam a taxa de retorno líquida da empresa, sendo alguns como o Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL), que dependem do lucro total da empresa.

A legislação vigente (Lei nº 9.249/95 e posteriores) considera duas alíquotas para cálculo do montante referente ao IRPJ, sendo a primeira de 15%, incidente sobre a parcela do lucro real, presumido ou arbitrado, de até R\$ 240.000,00, e a segunda, uma alíquota adicional de 10% (dez por cento), incidente sobre a parcela que exceder a R\$ 240.000,00.

Já para o cálculo da CSLL, a Instrução Normativa da Receita Federal Brasileira n.º 810, de 21 de janeiro de 2008, determina que a CSLL será de 15% para as instituições financeiras e 9% para as demais empresas [ANEEL (2010) PRORET: submódulo 2.4].

Considerando um agente de distribuição com lucro tributável real superior a R\$ 240.000,00, a alíquota final a ser considerada para cálculo do IRPJ e da CSLL corresponde a 34%.

Uma vez que o WACC regulatório real depois de impostos, sugerido pela Nota Técnica nº 95/2011-SRE/ANEEL, a ser aplicado no 3CRTP será de 7,57%, e considerando uma alíquota total de 34% para cálculo do IRPJ e da CSLL, o WACC regulatório real antes de impostos corresponderá a 11,47%, conforme destacado na mesma Nota Técnica.

5.3 Síntese das variáveis do Fluxo de Caixa Incremental

Tendo em vista os efeitos da regulação sobre a análise de investimentos no setor elétrico de distribuição, o Fluxo de Caixa Incremental do projeto deve conter os custos e benefícios advindos da implantação do empreendimento, bem como os custos com as obrigações legais junto aos órgãos governamentais.

A seguir são listadas as principais variáveis para a correta concepção do fluxo de caixa:

a) Receita Operacional: soma total das receitas proporcionadas pelos benefícios gerados pelo empreendimento [Miranda Filho (2005)].

- Faturamento adicional por aumento da capacidade sem ICMS;
- Faturamento adicional por melhoria da tensão sem ICMS;
- Redução das Perdas Técnicas - Transmissão e Distribuição AT;
- Redução das Perdas Técnicas - Distribuição MT;
- Equipamentos salvados - Transmissão e Distribuição AT;
- Equipamentos salvados - Distribuição MT;
- Redução da energia não suprida;
- Postergação de obras;
- Valor residual dos investimentos;

Nessa dissertação será considerado como Receita Operacional, a redução de perdas técnicas no segmento de média tensão, calculada conforme metodologia de custo evitado, descrito no item 5.2.4;

b) Deduções à receita: soma dos custos não gerenciáveis da tarifa de fornecimento de energia elétrica a serem deduzidos da receita operacional para obtenção da Receita

Operacional Líquida (ROL). Conforme destaca o MPEE - Versão 2008 [ANEEL (2008) MPEE], para cálculo da ROL devem ser deduzidos os seguintes encargos:

- Quota para a Reserva Global de Reversão (RGR);
- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE);
- Quota de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);

Para definições e alíquotas, consultar item 4.1 (*TUSD - Encargos do Serviço de Distribuição, TUSD - CCC e TUSD - CDE*);

c) Despesas Financeiras - Outras: soma de despesas financeiras eventuais:

- Juros sobre Obras em Andamento (JOA);

O investimento para aquisição e instalação dos novos transformadores será plurianual, sendo considerado, para cálculo do JOA, desembolsos nos seis meses iniciais (d1 a d6) igual a 6,67% do investimento previsto para o ano, e nos seis meses finais (d7 a d12) igual a 10%, similar à curva de desembolso para obras de construção de subestações;

d) Despesas Operacionais: soma das despesas que incorrem com a construção e operação do empreendimento.

- Custo de Operação e Manutenção (O&M);
- Despesas administrativas;
- Depreciação (linear);
- Taxa de Fiscalização da ANEEL (TFSEE), conforme descrito no item 4.1 (*TUSD - Encargos do Serviço de Distribuição*);

Considerando que o projeto de investimento a ser avaliado nessa dissertação prevê a substituição de transformadores com núcleo de FeSi por transformadores com núcleo de metal amorfo, o custo de O&M não será considerado, pois não haverá incremento de despesas com a substituição dos transformadores;

e) Tributos: soma dos impostos devidos:

- Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS);
- Plano de Integração Social (PIS) / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP);
- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS);
- Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ);
- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL);

Como o projeto de investimento a ser estudado nessa dissertação não considera a venda de energia excedente, os impostos incidentes sobre o faturamento (PIS/PASEP, COFINS e ICMS) não serão considerados no fluxo de caixa;

- f) Investimentos: soma dos investimentos a realizar:
 - Aquisição de equipamentos;
 - Projeto, montagem e fornecimento de materiais;
- g) Remuneração de capital - WACC Regulatório;
- h) Ajustes financeiros
 - Estorno JOA;
 - Estorno Depreciação;

O aproveitamento e/ou venda dos transformadores substituídos, e o ganho referente à postergação de obras de expansão dos sistemas elétricos para suprimento da demanda de perdas não serão considerados no fluxo de caixa dessa dissertação.

5.4 Critério para análise de projetos - metodologia tradicional aplicada ao setor elétrico

Elaborado o fluxo de caixa, é possível aplicar os métodos tradicionais de análise de viabilidade econômico-financeira para avaliar e comparar a lucratividade de diferentes alternativas de investimento.

Na seqüência serão abordados os aspectos conceituais sobre os principais métodos utilizados pelas empresas de energia elétrica para avaliação de projetos de investimentos.

5.4.1 Valor Presente Líquido

O método do Valor Presente Líquido (VPL) mede o lucro em termos absolutos, e é muito difundido por permitir interpretar facilmente os resultados de um projeto de investimento.

Esse método se baseia na análise do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), normalmente composto por fluxos monetários negativos (investimentos) no período inicial, seguido de fluxos monetários positivos (receitas) [Abreu Filho *et al.* (2007)].

Por definição, o VPL corresponde à diferença entre o valor presente do projeto e o custo do projeto na data atual, descontado a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ou taxa de desconto, definida pela equipe de finanças, que representa a taxa de juros que mede o custo de capital da empresa. Em outras palavras, o método do VPL permite que todos os capitais da série possam ser substituídos por um único capital na data zero ou inicial do projeto. A Equação (5.6) apresenta a forma de cálculo do VPL [Gitman (2002)]:

$$VPL_j(i) = FCO + \sum_{t=1}^n \frac{FC_{jt}}{(1+i)^t} \quad (5.6)$$

onde:

$VPL_j(i)$ valor presente líquido das entradas e saídas financeiras ao longo do tempo da alternativa j para uma taxa i ;

FCO valor do investimento inicial, representado com sinal negativo para efeito de cálculo por representar uma saída de caixa;

t variável indicativa do ano horizonte de análise;

n horizonte de planejamento, em anos;

FC_{jt} fluxo de caixa da alternativa j ao final do ano t incluindo os investimentos;

i taxa de juros mínima ou taxa mínima de atratividade.

O critério decisório é apresentado a seguir [Abreu Filho *et al.* (2007) e Filho & Silveira (1997)]:

- $VPL > 0$: indica que o valor atualizado dos recebimentos líquidos é maior que o investimento inicial, sendo um indicador favorável ao aceite do projeto. Significa dizer também que o projeto, além de conseguir remunerar o capital investido à taxa i , criou uma riqueza cujo valor presente correspondente ao próprio VPL;
- $VPL < 0$: indica que o valor atualizado dos recebimentos líquidos é menor que o investimento inicial, devendo ser rejeitado o projeto. Pode-se dizer também que o projeto, além de não conseguir atingir a rentabilidade i exigida, destrói valor;
- $VPL = 0$: indica que o valor atualizado dos recebimentos líquidos é igual ao investimento inicial, sendo a escolha entre aceitar e rejeitar o projeto indiferente. É o mesmo que dizer que o projeto remunera exatamente à taxa i .

Em Abreu Filho *et al.* (2007) são relacionadas algumas vantagens do método VPL. A primeira é a possibilidade de determinar se o projeto cria ou destrói valor. Outra vantagem é permitir uma análise de sensibilidade da rentabilidade do projeto em função de possíveis alterações nas taxas de desconto. O VPL permite também a classificação de dois ou mais projetos, pelo critério de maior valor criado.

5.4.2 Taxa Interna de Retorno

O método da Taxa Interna de Retorno (TIR) mede a taxa de retorno que um projeto fornece, ou seja, é a taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos líquidos recebidos com

o gasto (investimento) inicial, sendo, portanto, a taxa que torna o VPL nulo [Abreu Filho *et al.* (2007) e Filho & Silveira (1997)].

Pode ser obtida através de gráfico do VPL em função de variações da taxa de desconto, ou por meio da Equação (5.7) [Gitman (2002)].

$$FCO + \sum_{t=1}^n \frac{FC_{jt}}{(1+i)^t} = 0 \quad (5.7)$$

A TIR não deve ser confundida com a TMA (i) que o valor investido deverá proporcionar para tornar o investimento rentável.

Abaixo o critério decisório:

- $TIR > i$ pressupõe $VPL > 0$: projeto agrega valor para a empresa;
- $TIR < i$ pressupõe $VPL < 0$: projeto destrói valor da empresa;
- $TIR = i$, então $VPL = 0$: projeto indiferente.

A TIR permite considerar que o projeto se resume à sua rentabilidade intrínseca, além de proporcionar um critério definido de aceitação: $TIR > TMA$. A desvantagem está relacionada ao risco de usar a TIR em projetos com mais de uma inversão de sinal entre saídas e recebimentos, pois haverá mais de uma raiz positiva e, conseqüentemente, não haverá uma solução única para a Equação (5.7). Além disso, o método da TIR não diferencia os projetos lucrativos daqueles que causam prejuízos, tornando inviável a comparação direta do retorno de diferentes projetos [Filho & Silveira (1997)].

CAPÍTULO 6

ESTUDO DE CASO: DADOS, METODOLOGIA, PREMISSAS E RESULTADOS

Esse capítulo aborda a avaliação do retorno sobre o investimento de longo prazo necessário para promover a substituição completa do parque de transformadores convencionais de redes aéreas de média tensão por transformadores com núcleo de metal amorfo, considerando dados reais da concessionária de distribuição de energia elétrica Cemig Distribuição S.A.

6.1 Dados da concessionária escolhida

Nos próximos sub-tópicos serão apresentados os dados da concessionária escolhida que foram utilizados na composição do projeto de investimento.

6.1.1 Composição das Perdas Técnicas e Não Técnicas

Couto (2010) apresenta em seu trabalho dados referentes ao percentual de perdas técnicas e não técnicas sobre o montante de energia injetado no sistema elétrico, a partir de dados compilados após conclusão do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica (RTP). No Capítulo 2, a Tabela 2.5 apresenta os dados da média nacional. Já a Tabela 6.1, a seguir, apresenta os dados da concessionária escolhida. Nota-se que, no caso da concessionária, as perdas técnicas representaram 7,91% de toda a energia injetada, superior à média nacional que foi de 7,05% no mesmo período. Isso representa 3,45 TWh/ano ou 63,94% do montante total de perdas auferido pela concessionária. As perdas não técnicas somam 1,95 TWh/ano, ou 4,46% da energia injetada, inferior à média nacional de 6,64%.

TABELA 6.1 CONCESSIONÁRIA - PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS DADOS REFERENTES AO SEGUNDO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA								
Empresa	Energia Injetada (MWh/ano)	Energia Fornecida (MWh/ano)	Perdas (MWh/ano)			Perdas (%)		
			Técnicas	Não Técnicas	Totais	Técnicas	Não Técnicas	Totais
Concessionária	43.614.891	38.219.493	3.449.648	1.945.749	5.395.397	7,91%	4,46%	12,37%

Fonte: Couto (2010)

Ainda sobre a composição das perdas, a Tabela 6.2 apresenta os segmentos de média e baixa tensão que mais contribuem com as perdas técnicas. Nota-se que, do total de 7,91%, 5% correspondem à soma da participação das redes A4 (2,3 kV a 25 kV), redes B (inferiores ou iguais a 1 kV), transformadores A4/B e Medidores e Ramais, sendo que destes 5%, os

transformadores A4/B respondem por 34,80% de participação, segundo segmento que mais impacta no levantamento do montante final.

Outro dado importante compilado por Couto (2010) sugere que a participação das perdas técnicas dos transformadores de todos os segmentos de alta, média e baixa tensão da concessionária totaliza 2,13% de toda a energia injetada. Sob esse prisma, conclui-se também que os transformadores A4/B foram responsáveis por 81,69% da participação dos transformadores sobre o montante de perdas técnicas da concessionária.

TABELA 6.2 CONCESSIONÁRIA - PARTICIPAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS POR SEGMENTO	
Segmento	Participação (%) sobre Energia Total Injetada
Rede A4	2,56%
Transformadores A4/B	1,74%
Rede B	0,40%
Medidores e Ramais	0,30%
Soma demais segmentos	2,91%
Total	7,91%

Fonte: Couto (2010)

6.1.1.1 Estratificação das perdas em transformadores de distribuição (A4/B)

A Tabela 6.3 destaca a participação das perdas em vazio e em carga dos transformadores A4/B sobre a energia total injetada pela concessionária durante o 2º ciclo de RTP. As perdas em vazio representam 86,26% das perdas geradas pelos transformadores.

A compilação desses dados demonstra que a substituição dos atuais transformadores de distribuição com núcleo de FeSi por transformadores com núcleo de metal amorfo pode reduzir significativamente a participação das perdas em vazio na composição das perdas técnicas totais da concessionária.

TABELA 6.3 CONCESSIONÁRIA - PERDAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO									
Empresa	Energia Injetada (MWh/ano)	Energia no Segmento (MWh/ano)	Perdas (MWh/ano)			Perdas (%)		Participação	
			Vazio	Carga	Total	Vazio	Carga	sobre E. Injetada	sobre E. Segmento
Concessionária	43.614.891	16.024.994	631.261	100.545	731.806	86,26%	13,74%	1,68%	4,57%

Fonte: Couto (2010)

6.1.2 **Potencial de redução de perdas - total de transformadores FeSi instalados**

Couto (2010) apresenta o número de transformadores monofásicos e trifásicos instalados nas redes de distribuição aéreas da concessionária até o ano de 2009. De posse desses dados, foi obtido junto à concessionária, dados referentes aos fatores médios de utilização,

de carga e de perdas. As Tabelas 6.4 e 6.5 apresentam esses dados, estratificados por nível de tensão, potência e número de fases.

TABELA 6.4					
CONCESSIONÁRIA - TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS INSTALADOS					
Tensão (kV)	Potência (kVA)	dez/2009 (un.)	Fator de utilização médio (pu)	Fator de carga médio (pu)	Fator de perdas médio (pu)
15	5	244.087	0,0748	0,5357	0,4019
	10	163.711	0,0909	0,575	0,4346
	15	100.322	0,1465	0,5722	0,4260
	25	18.289	0,2767	0,558	0,3984
	37,5	22.219	0,2405	0,5445	0,3867
24,2	5	2.077	0,0642	0,4926	0,3725
	10	1.545	0,0816	0,5656	0,4268
	15	1.516	0,0950	0,5689	0,4279
	25	370	0,1271	0,5789	0,4232
	37,5	317	0,1284	0,519	0,3692
36,2	10	40	0,0422	0,3747	0,2850
	15	35	0,0882	0,5433	0,4099
	37,5	4	0,0225	0,345	0,2626
Total		554.532			
Média			0,1137	0,5210	0,3865

Fonte: Adaptado de Couto (2010) e Dados da concessionária pesquisada

A concessionária dispunha, até dezembro de 2009, de 693.276 transformadores A4/B, dos quais 554.532, ou 79,99%, correspondiam a transformadores monofásicos.

Além disso, verifica-se que 244.087 transformadores são unidades monofásicas de 15 kV, 5 kVA, o que representa 35,21% do número de transformadores instalados ou 44,01% do total de unidades monofásicas.

Conforme apresentado na Tabela 3.2, a instalação de transformadores monofásicos de núcleo amorfo 15 kV, 5 kVA, em substituição a transformadores da mesma classe de tensão e potência, especificados conforme norma ABNT (NBR 5440/2011), pode reduzir as perdas em vazio de 35 W/unidade para 9 W/unidade, 74,29% de redução. Esse dado é muito importante para a avaliação do retorno do investimento necessário para promover tal substituição.

A determinação do fator de carga médio é fundamental para cálculo dos custos evitados de demanda e de energia, conforme Equações (5.3) e (5.4) descritas no Capítulo 5.

TABELA 6.5 CONCESSIONÁRIA - TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS INSTALADOS					
Tensão (kV)	Potência (kVA)	dez/2009 (un.)	Fator de utilização médio (pu)	Fator de carga médio (pu)	Fator de perdas médio (pu)
15	15	9.169	0,2319	0,5628	0,4149
	30	30.335	0,4607	0,5414	0,3697
	45	47.080	0,4774	0,54	0,3615
	75	38.315	0,4386	0,5436	0,3686
	112,5	7.132	0,5034	0,5621	0,3809
	150	709	0,4200	0,5495	0,3723
	225	313	0,3819	0,5721	0,3924
24,2	300	279	0,2598	0,5287	0,3667
	15	225	0,1293	0,578	0,4348
	30	885	0,3935	0,5535	0,3763
	45	1.707	0,4449	0,5381	0,3548
	75	1.534	0,4823	0,535	0,3522
	112,5	709	0,5060	0,5538	0,3708
	150	246	0,4429	0,5105	0,3402
36,2	225	24	0,3795	0,5676	0,3931
	300	20	0,2571	0,521	0,3661
	30	15	0,0280	0,322	0,2451
	45	28	0,0571	0,4947	0,3751
	75	19	0,0476	0,4743	0,3587
Total		138.744			
Média			0,3338	0,5289	0,3681

Fonte: Adaptado de Couto (2010) e Dados da concessionária pesquisada

6.1.3 Estrutura tarifária vigente

O ano base para início do projeto de substituição dos atuais transformadores convencionais é 2012. Dessa forma, para a correta valoração dos custos evitados de demanda e de energia economizada, a partir da redução das perdas em vazio promovida pela instalação de transformadores com núcleo de metal amorfo, torna-se necessário conhecer a estrutura tarifária vigente da concessionária escolhida. A Resolução Homologatória (ReH) nº 1.127, de 05 de abril de 2011 [ANEEL (05/04/2011)], homologou o resultado do reajuste tarifário anual de 2011 da concessionária, estabelecendo as tarifas de fornecimento de energia elétrica e a estrutura da TUSD atualmente vigente. A Tabela 6.6 apresenta os valores da tarifa horo-sazonal azul homologados pela ReH nº 1.127/11 para o subgrupo A4.

TABELA 6.6 CONCESSIONÁRIA - TARIFA HORO-SAZONAL AZUL (TUSD + TE) ANO 2011 - REF.: ReH Nº 1.127/11						
Subgrupo	Demanda (R\$/kW)		Energia (R\$/MWh)			
	Ponta (C1)	F. Ponta (C2)	Ponta		F. Ponta	
			seca (C3)	úmida (C4)	seca (C5)	úmida (C6)
A4 (2,3 a 24 kV)	44,69	12,54	255,76	231,84	161,55	147,67

Fonte: ANEEL (05/04/2011)

6.2 Metodologia

A metodologia adotada considera a comparação de dois cenários para a substituição dos transformadores convencionais de FeSi por núcleo amorfo. Primeiramente, o Cenário 1 de referência no qual não há investimento em substituição de transformadores, considerando-se apenas os transformadores adicionais para atender ao crescimento da demanda e os necessários para substituição de transformadores em falha. Neste primeiro cenário, supõe-se que os novos transformadores estão em conformidade com os valores atualmente vigentes na norma ABNT (NBR 5440/2011). O Cenário 2 representa o projeto de investimento no qual os transformadores convencionais, instalados até dezembro de 2011, são substituídos por transformadores de núcleo amorfo. Neste caso, além de considerar os transformadores adicionados para atendimento do crescimento da demanda e os necessários para substituir transformadores em falha, substituem-se progressivamente todos os transformadores convencionais existentes no sistema de distribuição. A substituição é feita a uma certa taxa anual, que, neste estudo, é igual a 5%. Adota-se um horizonte de 20 anos para o projeto, ao final do qual todos os transformadores do sistema são de núcleo amorfo.

No caso das unidades em operação até dezembro de 2011, ano anterior ao início do período de avaliação, utilizam-se os valores da ABNT (NBR 5440/1999), ainda que muitas das unidades tenham sido adquiridas e instaladas antes de 1999, e possivelmente possuem valores nominais de perdas ainda maiores.

Apesar de não considerado nesse estudo, quando da implantação do projeto sugere-se iniciar a substituição pelos equipamentos totalmente depreciados, minimizando custos de manutenções corretivas, em caso de queima, e propiciando a recomposição da base de remuneração da concessionária para efeitos de revisão tarifária.

O ano inicial do projeto de substituição adotado é 2012, sendo, portanto, o ano de 2031 o prazo para conclusão. Neste período, a concessionária passará por quatro ciclos de Revisão Tarifária Periódica, sendo:

- 3º Ciclo de RTP (3CRTP): ano de 2013;
- 4º Ciclo de RTP (4CRTP): ano de 2018;
- 5º Ciclo de RTP (5CRTP): ano de 2023;
- 6º Ciclo de RTP (6CRTP): ano de 2028.

Considera-se o acréscimo de 2,0% ao ano de novos transformadores para atendimento ao crescimento da carga do sistema de distribuição. Assim, o número total de transformadores é ajustado, considerando a expansão nos anos 2010 e 2011, obtendo-se um total de 721.283 unidades.

Considerando que os transformadores estimados para os anos de 2010 e 2011 serão trocados somente nos dois últimos anos do projeto, ou seja, 2030 e 2031, e que a substituição será realizada a uma taxa anual de 5% do total instalado até dezembro de 2011, em média, propõem-se que sejam substituídos 28.847 transformadores monofásicos e 7.217 transformadores trifásicos a cada ano, ao longo dos 20 anos de duração do estudo.

6.2.1 Cálculo da redução das perdas de demanda e de energia

Inicialmente, determina-se a energia e a demanda correspondente às perdas a vazio e em carga para cada cenário, ao longo dos 20 anos do estudo, seguindo as premissas que serão definidas no item 6.3. Utilizam-se como base as Equações (2.6) e (2.7), indicadas no Capítulo 2.

6.2.1.1 Perdas - valores unitários (W/un)

Os valores unitários nominais de perdas a vazio e em carga, para transformadores monofásicos e trifásicos, especificados pela ABNT (NBR 5440/2011), ABNT (NBR 5440/1999) e para núcleos de metal amorfo, estratificados por nível de tensão e potência, serão os mesmos já apresentados nas Tabelas 3.2 e 3.3.

6.2.1.2 Determinação do custo das perdas no Cenário 1

No Cenário 1, considera-se apenas a expansão natural do sistema elétrico e uma taxa de falha, que corresponde à queima de unidades já instaladas.

Neste cenário, conforme já descrito, foram considerados os valores unitários nominais de perdas da ABNT (NBR 5440/1999) para os transformadores já instalados até dezembro/2011, enquanto que para as novas unidades a serem instaladas em atendimento à expansão do sistema e à queima de unidades existentes, foram considerados os valores da ABNT (NBR 5440/2011).

O cálculo foi realizado para as perdas em vazio e em carga para cada ano do projeto, separando transformadores monofásicos e trifásicos. Para obtenção do resultado final, o cálculo foi segmentado em três etapas, a saber.

Primeiramente, obtêm-se os valores de perdas referentes às novas unidades instaladas no ano observado (expansão e substituição por falha), em conformidade com a ABNT (NBR 5440/2011).

- a) Perdas em vazio dos novos transformadores no ano de análise. Refere-se à perda em vazio gerada no ano observado pelos novos transformadores instalados.

$$\Delta E_{TR_fe}^{ano_obs} = 8760 \times \sum_{t=1}^{nt^{ano_obs}} (\Delta p_{fe}^t) \times 10^{-3} \quad [kWh/ano] \quad (6.1)$$

$$\Delta p_{TR_fe}^{ano_obs} = \sum_{t=1}^{nt^{ano_obs}} (\Delta p_{fe}^t) \times 10^{-3} \quad [kW] \quad (6.2)$$

- b) Perdas no cobre dos novos transformadores. Refere-se à perda em carga gerada no ano observado pelos novos transformadores.

$$\Delta E_{TR_cu}^{ano_obs} = 8760 \sum_{t=1}^{nt^{ano_obs}} (\Delta p_{cu}^t \times Fpe_t) \times 10^{-3} \quad [kW/ano] \quad (6.3)$$

$$\Delta p_{TR_cu}^{ano_obs} = \sum_{t=1}^{nt^{ano_obs}} (\Delta p_{cu}^t \times (f_U^t)^2) \times 10^{-3} \quad [kW] \quad (6.4)$$

onde:

$\Delta E_{TR_fe}^{ano_obs}$ valor total das perdas de energia no ferro ou em vazio de todos os novos transformadores no ano observado, em kWh;

$\Delta p_{TR_fe}^{ano_obs}$ valor total das perdas de demanda no ferro ou em vazio de todos os novos transformadores no ano observado, em kW;

$\Delta E_{TR_cu}^{ano_obs}$ valor total das perdas de energia no cobre ou em carga de todos os novos transformadores no ano observado, em kWh;

$\Delta p_{TR_cu}^{ano_obs}$ valor total das perdas de demanda no cobre ou em carga de todos os novos transformadores no ano observado, em kW;

Δp_{fe}^t é o valor unitário de perdas no ferro do transformador t, em W;

Δp_{cu}^t é o valor unitário de perdas no cobre do transformador t, em W;

nt^{ano_obs} é o número total de novos transformadores t instalados no ano observado;

Fpe_t é o fator de perdas médio do valor do transformador t;

f_U^t é o fator de utilização médio do transformador t.

De posse dos valores anualizados de perdas em vazio e de perdas em carga dos novos transformadores, o próximo passo é calcular o valor remanescente de perdas em vazio e em carga dos antigos transformadores ainda em operação pela ABNT (NBR 5440/1999).

a) Perdas em vazio total dos transformadores instalados até dezembro de 2011.

$$\Delta E_{TR_fe}^{dez11} = 8760 \times \sum_{t=1}^{n^{dez11}} (\Delta p_{fe}^{t5440-99}) \times 10^{-3} \quad [kWh/ano] \quad (6.5)$$

$$\Delta p_{TR_fe}^{dez11} = \sum_{t=1}^{n^{dez11}} (\Delta p_{fe}^{t5440-99}) \times 10^{-3} \quad [kW] \quad (6.6)$$

b) Perdas no cobre total dos transformadores instalados até dezembro de 2011.

$$\Delta E_{TR_cu}^{dez11} = 8760 \sum_{t=1}^{n^{dez11}} (\Delta p_{cu}^{t5440-99} \times Fpe_t) \times 10^{-3} \quad [kW/ano] \quad (6.7)$$

$$\Delta p_{TR_cu}^{dez11} = \sum_{t=1}^{n^{dez11}} (\Delta p_{cu}^{t5440-99} \times (f_U^t)^2) \times 10^{-3} \quad [kW] \quad (6.8)$$

c) Perdas em vazio total dos transformadores substituídos no ano observado. Refere-se à perda em vazio pela ABNT (NBR 5440/1999) dos transformadores retirados do sistema de distribuição no ano observado.

$$\Delta E_{TRsubst_fe}^{ano_obs} = 8760 \times \sum_{t=1}^{n^{subst}^{ano_obs}} (\Delta p_{fe}^{t5440-99}) \times 10^{-3} \quad [kWh/ano] \quad (6.9)$$

$$\Delta p_{TRsubst_fe}^{ano_obs} = \sum_{t=1}^{n^{subst}^{ano_obs}} (\Delta p_{fe}^{t5440-99}) \times 10^{-3} \quad [kW] \quad (6.10)$$

d) Perdas no cobre total dos transformadores substituídos no ano observado. Refere-se à perda em carga pela ABNT (NBR 5440/1999) dos transformadores retirados do sistema de distribuição no ano observado.

$$\Delta E_{TRsubst_cu}^{ano_obs} = 8760 \sum_{t=1}^{n^{subst}^{ano_obs}} (\Delta p_{cu}^{t5440-99} \times Fpe_t) \times 10^{-3} \quad [kW/ano] \quad (6.11)$$

$$\Delta p_{TRsubst_cu}^{ano_obs} = \sum_{t=1}^{n^{subst}^{ano_obs}} (\Delta p_{cu}^{t5440-99} \times (f_U^t)^2) \times 10^{-3} \quad [kW] \quad (6.12)$$

- e) Perda em vazio remanescente pela ABNT (NBR 5440/1999), no ano observado. Refere-se à perda em vazio pela ABNT (NBR 5440/1999) ainda instalada no sistema, no ano observado.

$$\Delta E_{TR5440_99_fe}^{rem_ano_obs} = 6.5 - 6.9 = \Delta E_{TR_fe}^{dez11} - \Delta E_{TRsubst_fe}^{ano_obs} \quad [kWh/ano] \quad (6.13)$$

$$\Delta p_{TR5440_99_fe}^{rem_ano_obs} = 6.6 - 6.10 = \Delta p_{TR_fe}^{dez11} - \Delta p_{TRsubst_fe}^{ano_obs} \quad [kW] \quad (6.14)$$

- f) Perda no cobre remanescente pela ABNT (NBR 5440/1999), no ano observado. Refere-se à perda no cobre pela ABNT (NBR 5440/1999) ainda instalada no sistema, no ano observado.

$$\Delta E_{TR5440_99_cu}^{rem_ano_obs} = 6.7 - 6.11 = \Delta E_{TR_cu}^{dez11} - \Delta E_{TRsubst_cu}^{ano_obs} \quad [kW/ano] \quad (6.15)$$

$$\Delta p_{TR5440_99_cu}^{rem_ano_obs} = 6.8 - 6.12 = \Delta p_{TR_cu}^{dez11} - \Delta p_{TRsubst_cu}^{ano_obs} \quad [kW] \quad (6.16)$$

onde:

$\Delta E_{TR_fe}^{dez11}$ e $\Delta E_{TR_cu}^{dez11}$ valor total das perdas de energia em vazio e em carga, respectivamente, pela ABNT (NBR 5440/1999) de todos os transformadores instalados até dezembro de 2011, em kW;

$\Delta E_{TRsubst_fe}^{ano_obs}$ e $\Delta E_{TRsubst_cu}^{ano_obs}$ valor total das perdas de energia em vazio e em carga, respectivamente, pela ABNT (NBR 5440/1999) dos transformadores substituídos no ano observado, em kW;

$\Delta E_{TR5440_99_fe}^{rem_ano_obs}$ e $\Delta E_{TR5440_99_cu}^{rem_ano_obs}$ valor total das perdas de energia em vazio e em carga, respectivamente, pela ABNT (NBR 5440/1999) ainda instalada no sistema no ano observado, em kW;

$\Delta p_{TR_fe}^{dez11}$ e $\Delta p_{TR_cu}^{dez11}$ valor total das perdas de demanda em vazio e em carga, respectivamente, pela ABNT (NBR 5440/1999) de todos os transformadores instalados até dezembro/11, em kW;

$\Delta p_{TRsubst_fe}^{ano_obs}$ e $\Delta p_{TRsubst_cu}^{ano_obs}$ valor total das perdas de demanda em vazio e em carga, respectivamente, pela ABNT (NBR 5440/1999) dos transformadores substituídos no ano observado, em kW;

$\Delta p_{TR5440_99_fe}^{rem_ano_obs}$ e $\Delta p_{TR5440_99_cu}^{rem_ano_obs}$ valor total das perdas de demanda em vazio e em carga, respectivamente, pela ABNT (NBR 5440/1999) ainda instalada no sistema no ano observado, em kW;

$\Delta p_{fe}^{15440-99}$ é o valor unitário de perdas no ferro pela ABNT (NBR 5440/1999) do transformador t, em W;

$\Delta p_{cu}^{15440-99}$ é o valor unitário de perdas no cobre pela ABNT (NBR 5440/1999) do transformador t, em W;

nt^{dez11} é o número total de transformadores t instalados até dezembro/11;

$nt_{subst}^{ano_obs}$ é o número total de transformadores t substituídos no ano observado (não inclui o quantitativo referente aos novos transformadores instalados para atendimento da expansão do sistema);

Fpe_t é o fator de perdas médio do valor do transformador t;

f_U^t é o fator de utilização médio do transformador t.

O último passo é o cálculo do custo operacional, em R\$, proveniente das perdas de energia e em carga dos novos transformadores instalados pela ABNT (NBR 5440/2011) e dos transformadores ainda em operação pela ABNT (NBR 5440/1999).

Abaixo a seqüência de cálculos para obtenção do resultado final.

a) Valoração das perdas dos novos transformadores, no ano observado.

$$CE_{TR_fe}^{ano_obs} = (\Delta E_{TR_fe}^{ano_obs} \times 10^{-3}) \times CEE \quad [R\$] \quad (6.17)$$

$$CE_{TR_cu}^{ano_obs} = (\Delta E_{TR_cu}^{ano_obs} \times 10^{-3}) \times CEE \quad [R\$] \quad (6.18)$$

$$CD_{TR_fe}^{ano_obs} = \Delta p_{TR_fe}^{ano_obs} \times CED \quad [R\$] \quad (6.19)$$

$$CD_{TR_cu}^{ano_obs} = \Delta p_{TR_cu}^{ano_obs} \times CED \quad [R\$] \quad (6.20)$$

b) Valoração das perdas dos transformadores ainda não substituídos, no ano observado.

$$CE_{TR5440_99_fe}^{rem_ano_obs} = (\Delta E_{TR5440_99_fe}^{rem_ano_obs} \times 10^{-3}) \times CEE \quad [R\$] \quad (6.21)$$

$$CE_{TR5440_99_cu}^{rem_ano_obs} = (\Delta E_{TR5440_99_cu}^{rem_ano_obs} \times 10^{-3}) \times CEE \quad [R\$] \quad (6.22)$$

$$CD_{TR5440_99_fe}^{rem_ano_obs} = \Delta p_{TR5440_99_fe}^{rem_ano_obs} \times CED \quad [R\$] \quad (6.23)$$

$$CD_{TR5440_99_cu}^{rem_ano_obs} = \Delta p_{TR5440_99_cu}^{rem_ano_obs} \times CED \quad [R\$] \quad (6.24)$$

c) Valoração total das perdas dos transformadores em operação, no ano observado.

$$CE_{Total_C1}^{ano_obs} = 6.17 + 6.18 + 6.21 + 6.22 \quad [R\$] \quad (6.25)$$

$$CD_{Total_C1}^{ano_obs} = 6.19 + 6.20 + 6.23 + 6.24 \quad [R\$] \quad (6.26)$$

onde:

$CE_{TR_fe}^{ano_obs}$ e $CE_{TR_cu}^{ano_obs}$ custo total das perdas de energia em vazio e em carga, respectivamente, dos novos transformadores no ano observado, em R\$;

$CD_{TR_fe}^{ano_obs}$ e $CD_{TR_cu}^{ano_obs}$ custo total das perdas de demanda em vazio e em carga, respectivamente, dos novos transformadores no ano observado, em R\$;

$CE_{TR5440_99_fe}^{rem_ano_obs}$ e $CE_{TR5440_99_cu}^{rem_ano_obs}$ custo total das perdas de energia em vazio e em carga, respectivamente, pela ABNT (NBR 5440/1999) ainda instalada no sistema no ano observado, em R\$;

$CD_{TR5440_99_fe}^{rem_ano_obs}$ e $CD_{TR5440_99_cu}^{rem_ano_obs}$ custo total das perdas de demanda em vazio e em carga, respectivamente, pela ABNT (NBR 5440/1999) ainda instalada no sistema no ano observado, em R\$;

CED é custo unitário de demanda calculado conforme Equação (5.3), em R\$/kW.ano;

CEE é o custo unitário de energia calculado conforme Equação (5.4), em R\$/MWh;

$CE_{Tota_C1}^{ano_obs}$ é o custo total das perdas de energia no Cenário 1, em R\$;

$CD_{Tota_C1}^{ano_obs}$ é o custo total das perdas de demanda no Cenário 1, em R\$;

Todos os cálculos foram realizados separadamente, ou seja, perdas de energia em vazio para transformadores monofásicos expansão, perdas de energia em vazio para transformadores monofásicos substituição, e assim por diante.

6.2.1.3 Determinação do custo das perdas no Cenário 2

No Cenário 2, da mesma forma que no anterior, foram considerados os valores unitários nominais de perdas da ABNT (NBR 5440/1999) para os transformadores já instalados até dezembro de 2011. Já para as novas unidades a serem instaladas em atendimento à expansão do sistema e à substituição total dos transformadores de FeSi em operação até dezembro/2011, foram considerados os valores destacados na coluna 'Amorfo' das Tabelas 3.2 e 3.3.

Não foi considerada taxa de queima de unidades já instaladas, visto que a taxa de substituição anual é superior à taxa de queima, cabendo ao gestor do projeto destinar parte dos novos equipamentos adquiridos para realizar a substituição de unidades que vierem a queimar.

Identificados os valores unitários de perdas a serem considerados, o cálculo de perdas do Cenário 2 foi realizado seguindo a mesma metodologia do Cenário 1, ou seja, utilizando as Equações (6.1) a (6.26), obtendo como resultado as seguintes variáveis:

$$CE_{Total_C2}^{ano_obs} \quad [R\$]$$

$$CD_{Total_C2}^{ano_obs} \quad [R\$]$$

onde:

$CE_{Total_C2}^{ano_obs}$ é o custo total das perdas de energia no Cenário 2, em R\$;

$CD_{Total_C2}^{ano_obs}$ é o custo total das perdas de demanda no Cenário 2, em R\$;

6.2.1.4 Determinação da receita operacional do investimento

A receita operacional do investimento é obtida por meio da diferença entre custos de energia e demanda do Cenário 1 pelo custo das respectivas perdas do Cenário 2, valoradas, em ambos os casos, pelo Custo Unitário Evitado de Demanda (CED) e pelo Custo Unitário Evitado de Energia (CEE).

$$RO^{ano_obs} = \left(CE_{Total_C1}^{ano_obs} + CD_{Total_C1}^{ano_obs} \right) - \left(CE_{Total_C2}^{ano_obs} + CD_{Total_C2}^{ano_obs} \right) \quad [R\$] \quad (6.27)$$

onde:

RO^{ano_obs} é a receita operacional proveniente da redução das perdas de energia e demanda no ano observado, em R\$;

6.2.3 Demonstrações Financeiras

Após determinada a receita operacional ano a ano, proveniente da substituição dos transformadores de FeSi por transformadores de núcleo amorfo, torna-se necessário calcular as deduções à receita, valor do investimento, despesas operacionais, despesas financeiras, remuneração do investimento e tributos, para gerar o fluxo de caixa a ser submetido à análise de viabilidade econômico-financeira.

O cálculo de todas as variáveis acima será apresentado através de demonstrações financeiras do projeto, em forma de Demonstração do Resultado (DRE) e Demonstração de Fluxo de Caixa (DFC).

6.3 Premissas

Nesta seção são apresentadas as premissas adotadas para cálculo das variáveis que compõem a alternativa de investimento em estudo, de forma a estabelecer o comportamento das mesmas ao longo dos 20 anos propostos para análise.

6.3.1 Transformadores

Para composição do estudo de substituição, são consideradas as seguintes premissas:

- a) Taxa de expansão: 2,0% a.a. Refere-se ao acréscimo anual do número de transformadores no sistema da concessionária para atendimento ao crescimento da demanda. Essa taxa foi considerada no Cenário 1 e no Cenário 2.
- b) Taxa de falha: 0,5% por ano do quantitativo instalado até dezembro/2009. Refere-se à taxa de queima de unidades em operação que serão substituídas por transformadores especificados pela ABNT (NBR 5440/2011). Essa taxa foi considerada somente no Cenário 1;
- c) Taxa de substituição: 5% por ano do quantitativo instalado até dezembro/2009. Refere-se à taxa de substituição dos transformadores convencionais de FeSi por transformadores de núcleo amorfo. Um pequeno ajuste dessa taxa é considerada nos anos de 2030 e 2031, pois, além do 5% previstos, são adicionados para substituição os quantitativos estimados para expansão nos anos de 2010 e 2011. Essa taxa foi aplicada somente no Cenário 2.

O Anexo B apresenta a planilha completa dos montantes considerados no estudo do investimento proposto.

6.3.2 Constantes de perdas e variação do Custo Unitário Evitado

Conforme descrito no item 6.1.3, a ReH nº 1.127/2011 [ANEEL (05/04/2011)] homologou o resultado do reajuste tarifário anual de 2011 da concessionária. Dessa forma, foram utilizados os valores da tarifa horo-sazonal azul da Tabela 6.6, constantes da resolução citada para cálculo do Custo Unitário Evitado de Demanda (CED) e Custo Unitário Evitado de Energia (CEE).

De acordo com a metodologia descrita no item 5.2.4, para cálculo do CED e do CEE é necessário determinar, além dos valores da tarifa horo-sazonal azul, as constantes de perdas LP , LE_1 , LE_2 , LE_3 e LE_4 . Essas constantes dependem do Fator de Carga escolhido, conforme resume a Tabela 5.1.

No presente estudo, foi escolhido, com base nos dados das Tabelas 6.4 e 6.5, o Fator de Carga médio de 0,5. Dessa forma, os valores determinados para ano de 2011 foram:

- a) CED: 594,12 R\$/kW.ano;
- b) CEE: 175,48 R\$/MWh.

Para os anos seguintes, objeto da análise do investimento proposto, foi considerada uma taxa de reajuste de 5,5% a.a., ao longo dos 20 anos, para correção do CED e do CEE.

Nota: o reajuste tarifário concedido pela ANEEL em abril/2010 para a concessionária foi de 7,58% [ANEEL (30/03/2011)], e em abril/2009 de 20,81% [ANEEL (26/03/2010)].

6.3.3 Preço das unidades transformadoras (Valor Novo de Reposição)

Os preços dos transformadores (Valor Novo de Reposição) foram obtidos junto à concessionária, e foram baseados em processo de aquisição ocorrido no segundo semestre/2010, que contou com a participação de fornecedores de unidades convencionais de FeSi e de unidades com núcleo de metal amorfo.

As Tabelas 6.7 e 6.8 apresentam os preços unitários conforme dados de aquisição da concessionária.

TABELA 6.7 TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS - PREÇO UNITÁRIO - REF.: 2T 2010					
Tensão (kV)	Potência (kVA)	Preço Unitário		Diferença	
		Fe-Si	Amorfo		%
15	5	1.208,24	865,26		-28,39%
	10	1.451,12	1.178,55		-18,78%
	15	1.816,32	1.454,54		-19,92%
	25	2.095,68	2.155,39		2,85%
	37,5	2.193,84	2.685,30		22,40%
24,2	5	931,92	1.021,90		9,66%
	10	1.227,60	1.290,43		5,12%
	15	1.452,00	1.588,80		9,42%
	25	1.815,06	1.981,22		9,16%
	37,5	2.694,56	2.782,27		3,25%
36,2	10	1.210,00	1.342,65		10,96%
	15	1.499,52	1.626,10		8,44%
	37,5	2.849,44	2.819,56		-1,05%

Fonte: Dados da concessionária pesquisada

TABELA 6.8					
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS - PREÇO UNITÁRIO - REF.: 2T 2010					
Tensão (kV)	Potência (kVA)	Preço Unitário Fe-Si	Preço Unitário Amorfo	Diferença %	
15	15	2.071,36	2.492,75	20,34%	
	30	3.232,26	3.238,40	0,19%	
	45	3.868,97	4.188,80	8,27%	
	75	5.820,95	5.865,20	0,76%	
	112,5	5.770,16	7.614,95	31,97%	
	150	9.698,63	9.064,00	-6,54%	
	225	8.025,56	12.142,10	51,29%	
	300	13.116,91	14.977,92	14,19%	
24,2	15	1.829,45	2.761,15	50,93%	
	30	3.799,84	3.430,06	-9,73%	
	45	4.589,47	4.306,63	-6,16%	
	75	6.016,93	6.097,88	1,35%	
	112,5	5.597,87	7.836,23	39,99%	
	150	9.693,20	9.642,28	-0,53%	
	225	8.872,70	12.417,41	39,95%	
	300	12.838,05	16.388,06	27,65%	
36,2	30	3.527,96	3.620,62	2,63%	
	45	4.334,88	4.535,30	4,62%	
	75	5.689,31	6.326,55	11,20%	

Fonte: Dados da concessionária pesquisada

Segundo consulta a um grande fabricante, o custo dos transformadores (trifásicos e monofásicos) tem aumentado cerca de 5% ao ano, com exceção do período de 2008/2009 onde houve um decréscimo de aproximadamente 7%, em função da crise econômica mundial ocorrida nesse período.

Outro fator que contribuiu para a redução de preços nos últimos 10 anos está relacionado à alta competitividade praticada atualmente no mercado, principalmente pela entrada de produtos chineses, que forçou os fabricantes nacionais a ampliarem suas fábricas e reduzir custos.

A expectativa para os próximos 10 anos, segundo informado pelo fabricante consultado, é que os preços voltem à normalidade, ou seja, possivelmente haverá um acréscimo de 2% a 8% ao ano.

Dessa forma, para efeito de reajuste de preços dos transformadores ao longo dos 20 anos de estudo dessa dissertação, foi considerado o percentual de 0,8% ao ano, refletindo assim a expectativa do mercado na recomposição de preços desses equipamentos.

6.3.4 Custos de projeto e instalação

Para levantamento de custos para projeto e instalação dos transformadores, incluindo o fornecimento de materiais necessários, foi considerado o valor médio de 600,00 R\$/unidade, sem distinção entre transformadores monofásicos e trifásicos. Esse valor foi obtido junto à coordenação de expansão de redes de distribuição da concessionária.

Para reajuste desse valor, considera-se a variação do IGP-M, que para os 20 anos de estudo foi estimado em 5,0% ao ano.

6.3.5 *Deduções à receita - Cálculo das componentes CCC e CDE*

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) correspondem a custos não controlados pelas distribuidoras, e configuram encargos repassados integralmente à Eletrobrás.

Diferentemente das componentes RGR, P&D/Eficiência Energética e TFSEE, a CCC e a CDE são valores fixados para cada exercício, e a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Dessa forma, para consideração da CCC e da CDE no fluxo de caixa do projeto, foi considerado o percentual médio de representatividade dessas componentes sobre a receita operacional bruta consolidada da concessionária nos primeiros semestres de 2010 e 2011, conforme dados do 2º Relatório de Informações Trimestrais de 2011 disponibilizado pela concessionária em sua página da internet dedicada ao relacionamento com investidores [CEMIG (2011)]. A Tabela 6.9 apresenta os valores e os percentuais médios considerados.

TABELA 6.9			
CONCESSIONÁRIA - CCC E CDE - PERCENTUAL SOBRE RECEITA			
	1T 2010	1T 2011	Média
Receita Operacional Bruta (R\$)	7.425.609,00	6.519.717,00	6.972.663,00
CCC (R\$)	335.546,00	225.071,00	280.308,50
CCC/Receita	4,52%	3,45%	4,02%
CDE (R\$)	245.275,00	209.709,00	227.492,00
CDE/Receita	3,30%	3,22%	3,26%

Fonte: Adaptado de Informativo Trimestral - 2º Trimestre 2011 [CEMIG (2011)]

Os percentuais médios obtidos de 4,02% e 3,26% para CCC e CDE, respectivamente, foram mantidos constantes ao longo dos 20 anos de estudo.

6.3.6 *WACC Regulatório*

Conforme descrito no item 5.2.5, o WACC regulatório real antes de impostos sugerido pela Nota Técnica nº 95/2011-SRE/ANEEL, a ser aplicado no 3CRTP, corresponde a 11,47%.

Esse percentual foi adotado para cálculo da remuneração do investimento a ser incorporado à Base de Remuneração Regulatória, nos anos previstos para realização dos ciclos de RTP (3CRTP em 2013, 4CRTP em 2018, 5CRTP em 2023, 6CRTP em 2028).

6.3.7 Despesas Financeiras - JOA

Tendo em vista que o investimento para substituição dos transformadores de redes aéreas de média tensão não se compara à construção da própria rede, foi adotado, para cálculo do JOA, desembolsos previstos ao longo dos 12 meses do ano, semelhante ao cronograma de construção de uma subestação, previsto na ReN nº 338/2008 [ANEEL (25/11/2008)].

Para cálculo do JOA, considera-se o WACC regulatório real depois de impostos, que para o estudo corresponde a 7,57% (item 5.2.2).

A seguir, a Tabela 6.10 apresenta o valor do JOA calculado, segundo a Equação (5.1).

O JOA obtido foi mantido constante ao longo dos 20 anos, uma vez que o WACC regulatório também foi mantido constante.

TABELA 6.10 CÁLCULO DO JOA - $r_a = 7,57\%$		
Mês (i)	Desembolso (di)	JOA
1	6,67%	0,50%
2	6,67%	0,46%
3	6,67%	0,42%
4	6,67%	0,38%
5	6,67%	0,33%
6	6,67%	0,29%
7	10%	0,37%
8	10%	0,31%
9	10%	0,25%
10	10%	0,18%
11	10%	0,12%
12	10%	0,06%
TOTAL		3,68%

Fonte: Adaptado de ANEEL (25/11/2008) e ANEEL (13/04/2011)

6.3.8 Despesas Operacionais - Despesas Administrativas

As despesas administrativas foram calculadas da mesma forma que as componentes CCC e CDE, ou seja, foi considerado o percentual médio obtido pelos valores de despesas da concessionária sobre a receita operacional bruta do primeiro trimestre de 2010 e primeiro trimestre de 2011 [CEMIG (2011)]. O percentual obtido de 6,57% foi mantido constante ao longo de todo o período de avaliação.

6.4 Resultados

Os resultados aqui apresentados referem-se aos ganhos projetados com a aplicação da metodologia, e utilização das premissas descritas neste capítulo, sobre os dados da concessionária. O objetivo é avaliar o retorno do investimento necessário para promover a

substituição completa, entre os anos de 2012 a 2031, portanto 20 anos acumulados, de todo parque instalado de transformadores convencionais de FeSi por transformadores com núcleo de metal amorfo.

Primeiramente serão apresentados os ganhos com a redução de perdas de energia e demanda provenientes da implantação do projeto, em MWh e MW.

Na seqüência, será apresentada a receita operacional acumulada obtida com a valoração dos ganhos de perdas pela aplicação do método dos custos evitados.

O próximo passo será apresentar o valor do investimento necessário para promover a substituição dos transformadores, considerando os custos de projeto e instalação.

Por último, serão apresentadas as demonstrações financeiras do investimento, levando-se em conta as variáveis do fluxo de caixa incremental descritas no item 5.3.

6.4.1 Apuração de perdas

Os resultados em economia de perdas de energia, em MWh, e perdas de demanda, em kW, são apresentados nas Tabelas 6.11 e 6.12.

TABELA 6.11				
APURAÇÃO DE PERDAS - TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS				
	Perdas (MWh)		Perdas (kW)	
	Vazio	Carga	Vazio	Carga
NBR 5440 (Cenário 1)	7.594.335,93	9.712.938,71	866.933,33	56.364,14
Núcleo Amorfo (Cenário 2)	4.008.048,69	11.096.187,05	457.539,81	64.545,13
Resultado pós-substituição (Cenário 1 - Cenário 2)	3.586.287,24	-1.383.248,35	409.393,52	-8.180,98
TOTAL LÍQUIDO (Vazio + Carga)	2.203.038,89		401.212,54	

Fonte: Dados da pesquisa

TABELA 6.12				
APURAÇÃO DE PERDAS - TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS				
	Perdas (MWh)		Perdas (kW)	
	Vazio	Carga	Vazio	Carga
NBR 5440 (Cenário 1)	7.396.653,30	9.665.073,37	844.368,10	620.980,60
Núcleo Amorfo (Cenário 2)	3.907.309,45	9.764.436,30	446.039,89	626.740,53
Resultado pós-substituição (Cenário 1 - Cenário 2)	3.489.343,85	-99.362,93	398.328,21	-5.759,93
TOTAL LÍQUIDO (Vazio + Carga)	3.389.980,93		392.568,28	

Fonte: Dados da pesquisa

Os dados identificados como 'NBR 5440' representam a apuração total de perdas (vazio e em carga) caso sejam mantidos os transformadores convencionais de FeSi no sistema de

distribuição da concessionária, tanto para substituição por queima quanto para a instalação de novas unidades a partir de 2012 em atendimento ao aumento de carga.

Já os dados identificados como 'Núcleo Amorfo' representam a apuração total de perdas na alternativa de substituição dos transformadores convencionais pelos de núcleo de metal amorfo. Ressalta-se que foram considerados, na apuração, os montantes de perdas remanescentes de transformadores convencionais até sua substituição total no último ano do projeto.

Já os dados identificados como 'Resultado pós-substituição', traduzem o resultado líquido por meio da diferença entre a apuração 'NBR 5440' pela apuração 'Núcleo Amorfo'.

Para transformadores monofásicos, observa-se uma redução de 47,22% nas perdas de energia em vazio, ao passo que ocorre um aumento de 14,24% na apuração de perdas de energia em carga, resultados esperados tendo em vista as características do núcleo amorfo descritas no Capítulo 3. Contudo, mesmo com o aumento de perdas em carga, a redução significativa das perdas em vazio resultou em um ganho de 2,2 TWh.

Para transformadores trifásicos, observa-se comportamento similar, sendo a redução de perdas em vazio de 47,17% e aumento de perdas em carga de 1,03%. O resultado final, pós-substituição, corresponde a um ganho de 3,39 TWh, totalizando, com o ganho dos transformadores monofásicos, uma redução acumulada de 5,59 TWh.

Em relação à apuração das perdas de demanda, o resultado global obtido após substituição aponta para uma redução de 793,78 MW acumulado ao longo dos 20 anos do projeto.

6.4.2 Receita operacional

TABELA 6.13				
APURAÇÃO DA RECEITA ACUMULADA PROJETADA PARA 2031				
	Fase	Perdas Energia (R\$)	Perdas Demanda (R\$)	Total (R\$ Milhões)
NBR 5440 (Cenário 1)	1φ	5.859.980.489,19	769.680.853,63	6.629,66
	3φ	5.785.279.518,28	871.504.002,14	6.656,78
Núcleo Amorfo (Cenário 2)	1φ	5.017.219.271,92	321.064.827,09	5.338,28
	3φ	4.485.782.148,60	377.009.276,24	4.862,79
Resultado pós-substituição (Cenário 1 - Cenário 2)	1φ	842.761.217,26	448.616.026,54	1.291,38
	3φ	1.299.497.369,68	494.494.725,90	1.793,99
TOTAL LÍQUIDO	1φ + 3φ	2.142.258.586,94	943.110.752,44	3.085,37

Fonte: Dados da pesquisa

A Tabela 6.13 apresenta a receita operacional acumulada proveniente da valoração da economia de perdas de energia e demanda pelo método de custos evitados. O resultado global sugere uma receita acumulada de R\$ 3,085 bilhões, sendo 69,43% proveniente da economia de perdas de energia.

6.4.3 Investimento

TABELA 6.14 APURAÇÃO DO INVESTIMENTO ACUMULADO PROJETADO PARA 2031				
	Fase	Custo Equipamento (R\$)	Custo Projeto e Montagem (R\$)	Total (R\$ Milhões)
NBR 5440 (Cenário 1)	1 ^φ	535.797.952,85	334.597.378,17	870,40
	3 ^φ	417.335.995,90	94.559.226,90	511,90
Núcleo Amorfo (Cenário 2)	1 ^φ	1.110.115.040,40	913.713.737,09	2.023,83
	3 ^φ	1.081.427.453,39	228.907.054,09	1.310,33
Resultado pós-substituição (Cenário 2 - Cenário 1)	1 ^φ	574.317.087,55	579.116.358,93	1.153,43
	3 ^φ	664.091.457,49	134.347.827,19	798,44
TOTAL LÍQUIDO	1^φ + 3^φ	1.238.408.545,04	713.464.186,12	1.951,87

Fonte: Dados da pesquisa

A Tabela 6.14 apresenta a projeção do investimento no ano de 2031 para cobertura dos custos de aquisição, projeto e montagem necessários para a implantação do projeto. Nesta análise, o resultado global é obtido pela subtração entre o Cenário 2, que se refere ao investimento com a instalação de unidades com núcleo amorfo, pelo Cenário 1, que se refere ao cenário base onde são mantidos transformadores de FeSi no sistema. O resultado sugere um investimento acumulado de R\$ 1,951 bilhões, sendo 63,45% proveniente da aquisição de transformadores, e o restante para cobrir os custos de projeto e instalação.

6.4.4 Demonstração de Resultado (DRE)

A Demonstração de Resultado (DRE) é uma demonstração contábil dinâmica que se destina a evidenciar a formação do resultado líquido, através do confronto das receitas, custos e despesas, gerando informações significativas para a tomada de decisão.

A Tabela 6.15 apresenta o resultado acumulado em 2031, enquanto o Anexo C apresenta o demonstrativo ano a ano.

TABELA 6.15 DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO, ACUMULADO ATÉ 2031, EM R\$ MIL	
Receita - Ganho global na economia de perdas	3.085.369
(-) Deduções da receita	-295.100
= Receita Operacional Líquida	2.790.269
(-) Investimentos	-1.951.873
(+) Remuneração de Investimento (WACC)	1.025.854
(-) Despesas Financeiras (JOA)	-71.756
(-) Despesas operacionais	-1.020.368
= LAIR (Lucro Antes IRPJ e CSLL)	772.125
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social (IRCS)	-389.274
= Lucro Líquido	382.851

Fonte: Dados da pesquisa

Na DRE, a receita considera apenas os ganhos na economia de perdas de demanda e energia, sendo o mesmo valor descrito no item 6.4.2.

As deduções da receita (RGR, CCC, CDE e P&D/EE) totalizaram R\$ 295,1 milhões, enquanto o investimento está em conformidade com o item 6.4.3.

A remuneração do investimento a partir da aplicação do WACC regulatório sobre o incremento da base de remuneração, a partir dos anos de revisão tarifária periódica, totalizou R\$ 1,025 bilhões.

As despesas financeiras, refletidas pelo JOA, totalizaram R\$ 71,75 milhões. Já as despesas operacionais (depreciação, despesas administrativas e TFSEE) totalizaram R\$ 1,02 bilhões, sendo que 79,77% desse valor corresponde à depreciação do investimento líquido (*Cenário 2 menos Cenário 1*) ao longo dos 20 anos de avaliação.

Após dedução dos investimentos e despesas, bem como acréscimo da remuneração proveniente do WACC regulatório sobre a Receita Operacional Líquida, obtém-se o Lucro Antes de Imposto de Renda e CSLL (LAIR), que acumulou o valor de R\$ 772,12 milhões em 2031.

O lucro líquido acumulado em 2031, após dedução do IRPJ e CSLL, resultou em R\$ 382,85 milhões, valor esse que sugere lucro positivo. Contudo, o cálculo do valor presente no ano de 2012, a uma taxa de desconto de 10%, revela um lucro líquido negativo de R\$ 112,13 milhões, conforme dados da Tabela 6.17 disponível no item 6.4.6.

6.4.5 Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC)

A Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC) visa apresentar as entradas e saídas de capital durante um determinado período, o que facilita aos investidores, credores e outros usuários o entendimento e análise, sobre a posição financeira da empresa, das transações de investimentos e de financiamento.

Neste sentido, a DFC considera como receita operacional bruta a soma dos ganhos na economia de perdas de demanda e energia com a remuneração do capital investido. Conforme dados da Tabela 6.16, a receita operacional bruta acumulada em 2031 equivale a R\$ 4,11 bilhões.

TABELA 6.16	
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA, ACUMULADO ATÉ 2031, EM R\$ MIL	
Receita Operacional Bruta	4.111.223
(-) Deduções da Receita	-295.100
= Receita Operacional Líquida	3.816.123
(-) Despesas Operacionais	-1.020.368
(-) Despesas Financeiras	-71.756
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social (IRCS)	-389.274
= Lucro Líquido	2.334.724
Estorno Depreciação	813.970
Estorno Despesa Financeira	71.756
(-) Investimento	-1.951.873
Fluxo de Caixa gerado	1.268.578

Fonte: Dados da pesquisa

As deduções da receita, despesas financeiras, despesas operacionais e impostos são os mesmos já descritos na DRE, visto que representam saídas de caixa.

A diferença na DFC está no estorno da depreciação e do JOA, por serem lançamentos contábeis e não refletirem saídas efetivas de caixa.

Dessa forma, o fluxo de caixa acumulado gerado pela implantação do projeto equivale a R\$ 1,268 bilhões em 2031. Admitindo-se a mesma taxa de desconto de 10%, o fluxo de caixa descontado a valor presente em 2012 revela um montante positivo de R\$ 147,13 milhões, diferentemente do resultado negativo obtido com o valor presente do lucro líquido da DRE (Tabela 6.17). Este resultado demonstra que, apesar do projeto apresentar prejuízo econômico, ele gera caixa positivo para a concessionária. Isso se deve principalmente ao estorno da depreciação, que possui impacto significativo na DRE. A depreciação equivale a 19,80% da receita operacional bruta apurada na DFC.

6.4.6 Análise de viabilidade

A Tabela 6.17 apresenta o cálculo do valor presente líquido, em R\$ mil no ano de 2012, referente aos valores acumulados em 2031 de lucro líquido (DRE) e fluxo de caixa gerado (DFC).

A taxa de desconto utilizada, no valor de 10%, foi adotada como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) do investimento, ou seja, representa a taxa de comparação de rentabilidade do projeto para balizar a decisão de investimento.

TABELA 6.17 ANÁLISE DE VIABILIDADE		
	DRE	DFC
Valor acumulado 2031 (R\$ Mil)	382.851	1.268.578
TMA	10%	10%
TIR	5,562%	15,009%
VPL (R\$ Mil)	-112.129	147.133

Fonte: Dados da pesquisa

Conforme já descrito nos itens 6.4.4 e 6.4.5, o $VPL_{(2012)}$ do lucro líquido apresenta resultado negativo, enquanto o fluxo de caixa apresenta resultado positivo, com TIR de 15%, cinco pontos percentuais superior à TMA estipulada. Em outras palavras, o projeto apresentou lucro financeiro, apesar de apresentar prejuízo econômico.

Para facilitar a compreensão dos resultados do projeto, a Tabela 6.18 apresenta o demonstrativo anual dos principais itens financeiros e econômicos.

TABELA 6.18 DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - RESUMO GERAL ANO A ANO, EM R\$ MIL					
Período	ROL (DRE)	ROL (DFC)	LAIR (DRE)	Lucro Líquido (DRE)	Fluxo de Caixa Gerado (DFC)
2012	6.401	6.401	-72.400	-72.400	-69.623
3CRTP 2013	13.442	21.674	-62.872	-62.872	-56.266
2014	21.256	29.488	-60.968	-60.968	-50.461
2015	29.909	38.141	-58.434	-58.434	-43.953
2016	39.469	47.701	-55.164	-55.164	-36.633
2017	50.011	58.243	-51.144	-51.144	-28.483
4CRTP 2018	61.617	106.733	-9.393	-9.393	17.481
2019	74.721	119.838	-3.271	-3.271	27.902
2020	89.147	134.263	3.907	2.603	38.164
2021	104.958	150.074	12.239	8.102	48.143
2022	122.267	167.383	21.738	14.371	58.988
5CRTP 2023	141.196	215.835	61.982	40.932	90.227
2024	161.872	236.512	74.257	49.033	103.109
2025	184.455	259.095	88.105	58.173	117.139
2026	209.065	283.704	103.606	68.404	132.372
2027	235.866	310.506	120.931	79.838	148.926
6CRTP 2028	265.032	361.511	161.975	106.928	181.259
2029	296.746	393.225	183.383	121.057	200.759
2030	335.417	431.896	157.936	104.262	191.353
2031	347.421	443.900	155.713	102.795	198.176
Acumulado	2.790.269	3.816.123	772.125	382.851	1.268.578

Fonte: Dados da pesquisa

Os anos previstos para os próximos ciclos de revisão tarifária periódica da concessionária foram destacados na coluna período, visto que representam os anos em que os investimentos realizados nos anos que precedem o ciclo são efetivamente incorporados à base de remuneração regulatória e passam a ser remunerados pela taxa WACC.

As colunas ROL (DRE) e ROL (DFC) representam, respectivamente, a receita operacional líquida auferida na DRE e na DFC. É possível observar que somente no ano de 2012 os dois valores são iguais. Isso ocorre porque a concessionária só é submetida ao ciclo de RTP em 2013, ano em que a remuneração do investimento realizado em 2012 passa a compor a receita operacional bruta da DFC, resultando em valor de ROL superior ao ROL da DRE.

O LAIR (DRE) representa o lucro antes de IRPJ e CSLL, apurado na DRE. Nota-se que este valor permanece negativo até o ano de 2019, mantendo-se idêntico ao lucro líquido no mesmo período (coluna adjacente). LAIR negativo representa que não ocorre incidência de IRPJ e CSLL. A partir do ano de 2020, com LAIR positivo, a incidência dos impostos mencionados reduz o lucro líquido verificado no exercício.

O Fluxo de Caixa Gerado (DFC) representa o resultado em caixa das entradas e saídas de capital no ano observado. É possível concluir que até o ano de 2017, ano precedente ao 4CRTP da concessionária e segundo ciclo pelo qual o projeto será submetido, que o caixa acumula um déficit de R\$ 285,42 milhões. Isso significa dizer que o resultado financeiro da

empresa deve ser subsidiado por outros investimentos caso o projeto de substituição dos transformadores de FeSi seja implementado.

É possível notar também que todas as variáveis da Tabela 6.18 apresentam significativa elevação após os ciclos de revisão tarifária, indicando o importante efeito regulatório na remuneração do capital investido no setor elétrico de distribuição, que não ocorre imediatamente após realização do investimento.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

Os resultados aqui apresentados fazem parte de um estudo de caso de longo prazo que propõe a análise de viabilidade econômica e financeira do investimento necessário para a substituição de transformadores convencionais de FeSi de redes aéreas de distribuição por transformadores com núcleo de metal amorfo, considerando o efeito da regulação na formação da receita advinda do investimento, a partir de dados reais de uma distribuidora de energia elétrica.

Os dados apresentados no Capítulo 2 demonstram o potencial de redução de perdas técnicas advindos de ações de otimização sobre os transformadores de distribuição (A4/B), visto que esses representam o segundo maior segmento na composição das perdas técnicas do sistema elétrico brasileiro. Além disso, outro dado importante que justifica ações de otimização sobre esses equipamentos reside no fato de que o investimento na substituição por transformadores mais eficientes é mais simples do que a troca de cabos das redes de distribuição (A4), que respondem em primeiro lugar na composição das perdas técnicas.

Dados do Capítulo 2 também demonstram que, dentre o montante de perdas técnicas atribuído aos transformadores de distribuição, em média, 77% corresponde a perdas em vazio, que independem da carga e ocorrem sempre que o transformador estiver energizado.

Sendo assim, considerando o elevado número de transformadores instalados e sua importância na adequação dos níveis de tensão para consumo nas redes de baixa tensão, qualquer proposta de melhoria pode resultar em significativo ganho de eficiência energética e redução de impactos ambientais, tais como emissão de gases de efeito estufa.

Neste cenário, conforme abordado no Capítulo 3, a utilização da tecnologia de núcleos com lâminas de metal amorfo permite reduzir, em média, 74% as perdas em vazio quando comparadas aos transformadores convencionais de FeSi especificados pela norma vigente ABNT (NBR 5440/2011).

De posse desses dados, o projeto se propôs a avaliar o retorno sobre o investimento necessário para substituição de todos os transformadores de FeSi sobre dados reais de uma importante concessionária de distribuição do estado de Minas Gerais.

Ratificando a escolha pela otimização de perdas em transformadores A4/B, dados do Capítulo 6 demonstram que a concessionária escolhida apresentou um percentual de perdas técnicas superior à média nacional computada durante o 2CRTP, e que os transformadores A4/B representaram 34,80% na composição das perdas técnicas ou 81,69% da participação dos transformadores sobre o montante de perdas técnicas.

Para correta avaliação econômica e financeira sobre o retorno do investimento proposto, tornou-se necessária a compreensão dos efeitos da regulação e seus impactos nos fluxos de caixa da concessionária, bem como a identificação das práticas atualmente adotadas pelo setor elétrico de distribuição para análise de projetos de investimento.

O Capítulo 4 dedica-se ao estudo da composição tarifária e seus mecanismos de correção, enquanto o Capítulo 5 avalia o modelo tradicional de análise de investimentos no setor elétrico e o efeito da regulação.

De volta ao Capítulo 6, a metodologia proposta prevê um caso base com dois cenários, sendo o primeiro para avaliar o montante de perdas relacionado à manutenção dos transformadores de FeSi em operação no sistema, atendendo somente à expansão do número de unidades por crescimento da demanda e substituições de unidades que venham a queimar. O Cenário 2 avalia o montante de perdas remanescente no sistema com a substituição dos transformadores de FeSi por transformadores com núcleo amorfo, a uma taxa de 5%, ao longo de 20 anos, a partir do ano de 2012. Neste cenário, também se considera a expansão do sistema para atendimento da demanda.

O resultado de economia de perdas de energia e demanda é obtido pela diferença entre o Cenário 1 e Cenário 2, enquanto o investimento necessário corresponde à diferença entre o Cenário 2 e Cenário 1.

O resultado com a economia acumulada de perdas de energia alcançou 5,59 TWh ao fim do vigésimo ano, sendo o resultado acumulado para o ano precedente ao 3CRTP de 26.033 MWh; para os anos precedentes ao 4CRTP de 524.561,94 MWh; para os anos precedentes ao 5CRTP de 1.192.451,84 MWh; para os anos precedentes ao 6CRTP de 1.876.223,30 MWh e para os últimos quatro anos do projeto de 1.973.749,75 MWh.

Considerando o montante de perdas técnicas da concessionária apurado no 2CRTP, no valor de 3,45 TWh (Tabela 6.1), os resultados demonstram que a partir do décimo quinto ano de implantação do projeto seria possível zerar esse montante, caso não houvesse elevação do mesmo.

Já o resultado com a economia de perdas de demanda apontou um ganho acumulado de 793,78 MW ao término do vigésimo ano do projeto, sendo 50% desse valor alcançado no décimo quinto ano.

Esses resultados atestam o potencial de eficiência energética do projeto, contudo é importante avaliar o retorno econômico e financeiro que o projeto implica para a concessionária.

A economia com a redução das perdas de energia e demanda foi valorada segundo a metodologia de custos evitados, disponibilizada pela ANEEL no Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética - Versão 2008.

O resultado global sugere uma receita operacional bruta acumulada, em 2031, de R\$ 3,085 bilhões (Tabela 6.13), enquanto o investimento necessário corresponde à R\$ 1,951 bilhões (Tabela 6.14).

Após identificação de todas as componentes de dedução à receita, despesas financeiras, despesas operacionais, tributos e remuneração do capital investido, dispostos de acordo com os requisitos que estabelece a ANEEL, foi possível obter o resultado econômico e financeiro do projeto.

O lucro líquido obtido foi de R\$ 382,85 milhões (Tabela 6.15), e o caixa gerado de R\$ 1.268 bilhões (Tabela 6.16). Descontando esses valores a uma taxa de 10%, para os 20 anos do projeto, os valores obtidos, a moeda de 2012, correspondem a R\$ 112,13 milhões negativos e R\$ 147,13 milhões positivos, para lucro líquido e caixa gerado respectivamente (Tabela 6.17).

A inversão entre lucro líquido e fluxo de caixa gerado é atribuída principalmente ao montante de depreciação dos novos transformadores instalados ao longo dos anos do projeto, visto que esse valor é estornado da DFC por não representar saída de caixa.

A análise da evolução das demonstrações financeiras ano a ano, conforme dados da Tabela 6.18, permite observar que o lucro líquido permanece negativo durante os primeiros oito anos de implantação, acumulando déficit de R\$ 373,64 milhões. Já o fluxo de caixa gerado permanece negativo durante os primeiros seis anos, acumulando déficit de R\$ 285,42 milhões. Lembrando que esses montantes correspondem a resultados incrementais, ou seja, somente provenientes do projeto de substituição dos transformadores de FeSi, a decisão pela implantação requer da concessionária que o projeto seja subsidiado

por outros investimentos para não impactar o seu resultado durante esses primeiros anos sem retorno econômico e financeiro evidentes.

Neste cenário, o primeiro ano do projeto revela-se o mais difícil, uma vez que lucro líquido e o fluxo de caixa gerado possuem o pior resultado de todos os 20 anos do projeto. Contudo, considerando que o lucro líquido da concessionária em estudo foi de R\$ 2,5 bilhões em 2010, e que existe a expectativa de elevação de lucro nos anos subseqüentes, o montante do lucro líquido em 2012, primeiro ano de implantação do projeto, corresponde somente a 2,9% do valor auferido em 2010, podendo ser bancado pelo comitê de orçamentos.

Além disso, para a correta avaliação da viabilidade do projeto, o comitê de orçamentos deve levar em consideração também os ganhos indiretos que o projeto permite, tais como a postergação de obras com a expansão do parque de geração para suprimento de perdas, e conseqüente redução na emissão de gases de efeito estufa; receita a ser obtida com a venda dos transformadores de FeSi retirados do sistema e campanhas de *marketing* para fortalecimento da marca da empresa, evidenciando sua atuação sustentável e comprometimento com o meio ambiente.

7.1 Sugestões de próximos trabalhos

Ressalta-se que, durante a implementação do projeto, a distribuidora passará por quatro ciclos de Revisão Tarifária Periódica (3º, 4º, 5º e 6º), permitindo que os custos decorrentes dos investimentos realizados entre os ciclos de RTP sejam repassados à tarifa, conforme avaliado neste estudo. Contudo, durante os ciclos de RTP, as receitas adicionais provenientes dos ganhos de produtividade devem ser compartilhadas com os consumidores por meio do abatimento das tarifas, mecanismo conhecido como modicidade tarifária [8].

O compartilhamento é feito a partir da aplicação do Fator X, percentual a ser subtraído do Indicador de Variação da Inflação (IVI), quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas. A metodologia proposta neste trabalho não considera os efeitos da modicidade tarifária na construção da DRE e da DFC, sendo um ponto de atenção para futuros estudos.

Outro ponto de atenção a ser destacado, é a avaliação da Quota de Reintegração Regulatória descrita no item 5.2.3, que prevê o reconhecimento da depreciação dos ativos incorporados à Base de Remuneração Regulatória na composição da Parcela B da TUSD, nos ciclos de RTP, com objetivo de recompor os ativos dedicados à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. A Quota de Reintegração representa uma

componente de remuneração, assim como a aplicação do WACC sobre os investimentos incorporados à BRR.

Neste trabalho, o montante de depreciação foi considerado na DRE como despesa operacional a ser abatida da receita operacional bruta e, dessa forma, como benefício fiscal para abatimento da base de cálculo do IRPJ e CSLL. Contudo, a componente de remuneração da Quota de Reintegração não foi considerada neste trabalho, conforme descrito acima, devendo ser contemplada em estudos futuros.

Sugere-se, ainda, a validação junto à ANEEL da metodologia proposta para valoração da economia de perdas pelo método dos custos evitados, bem como de todas as variáveis consideradas na DRE e na DFC.

Por fim, devem-se atualizar as premissas e projeções destacadas no item 6.3 em conformidade com o cenário a ser considerado nos estudos futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABREU FILHO, José C.F.; SOUZA, Cristóvão P.; GONÇALVES, Danilo .; CURY, Marcus V.Q. Finanças corporativas; gestão empresarial - FGV management. 9 ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2007. 152 p.
2. ARANHA NETO EAC, ISSICABA D, COELHO J, BETTIOL AL, CARNIATO A, MARCELINO R & BARCELOS SM. Cálculo de perdas técnicas e comerciais em sistemas de distribuição: comparação entre metodologia e conjunto de medições em um projeto piloto. *In: XIII ERIAC - Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, Puerto Iguazú - Argentina. 2009.*
3. ARAUJO, Antonio Carlos Marques de. Perdas e inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil. 2007. 116p. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro.
4. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5440: Transformadores para redes aéreas de distribuição - Padronização. Rio de Janeiro: ABNT, 2011.
5. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5440: Transformadores para redes aéreas de distribuição - Padronização. Rio de Janeiro: ABNT, 1999.
6. BLACKBURN, TR. Technical report - Distribution transformers: proposal to increase MEPS levels. *In Equipment Energy Efficiency Program, Australia. 2007.* Disponível em: <<http://www.energyrating.gov.au/wp-content/uploads/2011/03/200717-meps-transformers.pdf>> Acesso em: 23 mai. 2011.
7. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória Nº 1.127, de 05 de abril de 2011. Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), referentes à CEMIG Distribuição S.A. - CEMIG-D. Diário Oficial, 08/04/2011 - Seção: 1, Volume: 148, Número: 68, Página: 62.
8. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 069/2011-SRE/ANEEL, de 30 de março de 2011. Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica, das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), fixação da receita anual das instalações de conexão, estabelecimento do valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), referentes à CEMIG Distribuição S.A. - CEMIG-D. Brasília, 2011. 41 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh20111127.pdf>> Acesso em: 12 set. 2011.
9. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 095/2011-SRE/ANEEL, de 13 de abril de 2011. Metodologia e critérios para definição da estrutura e do custo de capital regulatórios - Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica - Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2011. 25 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/documento/nota_tecnica_6_wacc.pdf> Acesso em: 12 set. 2011.
10. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Cartilha: por dentro da conta de luz - informação de utilidade pública. 5 ed. Brasília, 2011. 24 p. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Por%20Dentro%20da%20Conta%20de%20Luz_.pdf> Acesso em: 29 jan. 2011.

11. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 085/2010-SRE/ANEEL, de 26 de março de 2010. Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica, das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), fixação da receita anual das instalações de conexão, estabelecimento do valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), referentes à CEMIG Distribuição S.A. - CEMIG-D. Brasília, 2010. 39 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2010960.pdf>> Acesso em: 12 set. 2011.
12. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET: submódulo 2.4: custo de capital - documento disponibilizado na 1ª Fase da Audiência 040/2010. Brasília, 2010. 9p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/documento/procedimentos_submodulo_2.4.pdf> Acesso em: 13 set. 2011.
13. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: módulo 1: introdução: rev. 1. Brasília, 2010. 60 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo1_Revisao_1.pdf> Acesso em: 23 mar. 2010.
14. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: módulo 7: cálculo de perdas na distribuição: rev. 1. Brasília, 2010. 22 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo7_Revisao_1.pdf> Acesso em: 23 mar. 2010.
15. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 093/2009-SRE/ANEEL, de 18 de março de 2009. Segunda Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica - Cemig Distribuição S.A. - Ciclo 2007 - 2010 - Resultado definitivo. Brasília, 2011. 25 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2009787.pdf>> Acesso em: 15 set. 2011.
16. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE): rev 1. Brasília, 2009. 216 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2.pdf> Acesso em: 25 nov. 2010.
17. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética (MPEE): Versão 2008. Brasília, 2009. 64 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/aren2008300_2.pdf> Acesso em: 21 nov. 2010.
18. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 345, de 16 de dezembro de 2008. Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá outras providências. Diário Oficial, 27/11/2008 - Seção: 1, Volume: 145, Número: 231, Página: 80.
19. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 338, de 25 de novembro de 2008. Altera a Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, que estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. **Diário Oficial**, 31/12/2008 - Seção: 1, Volume: 145, Número: 254, Página: 182.

20. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 152/2008-SRD/ANEEL, de 25 de julho de 2008. Análise das contribuições relativas ao tema perdas técnicas – segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2008. 15 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/052/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_152_perdas_tecnicas.pdf> Acesso em: 19 mai. 2011.
21. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 092/2008-SRE/ANEEL, de 03 de abril de 2008. Segunda Revisão Tarifária Periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica - Cemig Distribuição S.A. - Ciclo 2007-2010. Brasília, 2008. 55 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2008626.pdf>> Acesso em: 15 set. 2011.
22. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 300, de 12 de fevereiro de 2008. Estabelece os critérios para aplicação de recursos em programas de eficiência energética, e dá outras providências. **Diário Oficial**, 22/02/2008 - Seção: 1, Volume: 145, Número: 36, Página: 53.
23. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3ª edição. Brasília, 2008. 236 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1687> Acesso em: 15 nov. 2010.
24. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Cartilha: por dentro da conta de luz - informação de utilidade pública. 4 ed. Brasília, 2008. 32 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_1p_atual.pdf> Acesso em: 23 mar. 2010.
25. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 112/2007-SRD/ANEEL, de 12 de dezembro de 2007. Metodologia de tratamento regulatório de perdas técnicas - segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2007. 10 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/052/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_112_perdas_tecnicas.pdf> Acesso em: 19 mai. 2011.
26. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0093/2007-SRD/ANEEL, de 08 de novembro de 2007. Análise dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST, com enfoque nos pontos de destaque, nas inovações propostas e nos impactos regulatórios detectados. Brasília, 2007. 22 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/014/documento/nota_tecnica.pdf> Acesso em: 19 mai. 2011.
27. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0035/2007-SRD/ANEEL, de 22 de junho de 2007. Metodologia e procedimentos para o estabelecimento de regulamentação para apuração de perdas técnicas no segmento de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2007. 7 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Anexo_NT0035-2007SRDANEEL.pdf> Acesso em: 23 mar. 2010.
28. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0035/2007-SRD/ANEEL, de 22 de junho de 2007. Anexo - Perdas nas Instalações de Distribuição: descrição detalhada da metodologia: versão 01.09. Brasília, 2007. 131 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT0035-2007SRDANEEL.pdf>> Acesso em: 23 mar. 2010.

29. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 068/2007-SRE/ANEEL, de 21 de março de 2007. Metodologia e cálculo da taxa de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2007. 37 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/008/resultado/nota_tecnica_nº_68-2007_wacc.pdf> Acesso em: 12 set. 2011.
30. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 234, de 31 de outubro de 2006. Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. **Diário Oficial**, 26/12/2008 - Seção: 1, Volume: 145, Número: 251, Página: 151.
31. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 262/2006-SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL, de 19 de outubro de 2006. Segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil - aprimoramento das metodologias. Brasília, 2006. 471 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/008/resultado/nota_tecnica_262_2006_com_rac.pdf> Acesso em: 19 mai. 2011.
32. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 026/2006-SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23 de maio de 2006. Tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição de energia. Brasília, 2006. 16 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_Perdas%20T%C3%A9cnicas.pdf> Acesso em: 19 mai. 2011.
33. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 166, de 10 de outubro de 2005. Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição - TUSD e da tarifa de energia elétrica - TE, bem como altera e revoga as Resoluções Normativas ANEEL especificadas. **Diário Oficial**, 11/10/2005 - Seção: 1, Volume: 142, Número: 196, Página: 61.
34. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 302/2005-SRE/ANEEL, de 04 de outubro de 2005. Resultados da Audiência Pública 047/2004, que visou obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento do ato regulamentar a ser expedido pela ANEEL, estabelecendo as disposições relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição - TUSD e tarifa de energia - TE. Brasília, 2005. 44 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nota2005166sre.pdf>> Acesso em: 23 mar. 2010.
35. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Textos para discussão II - Convergência tarifária : remédio regulatório para o livre acesso. Brasília, 2005. 16 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Convergencia_Tarifaria.pdf> Acesso em: 11 jan. 2011.
36. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Cadernos Temáticos ANEEL: 4 - Tarifas de fornecimento de energia elétrica. Brasília, 2005. 30 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>> Acesso em: 23 mar. 2010.
37. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 493, de 03 de setembro de 2002. Estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. **Diário Oficial**, 04/09/2002 - Seção: 1, Volume: 139, Número: 171, Página: 41.

38. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 090, de 27 de março de 2001. Altera dispositivos e promove ajustes na Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000, que trata das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. **Diário Oficial**, 28/03/2001 - Seção: 1, Volume: 139, Número: 61-E, Página: 175.
39. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 456, de 29 de novembro de 2000. Estabelece as disposições atualizadas e consolidadas, relativas às Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, a serem observadas na prestação e utilização do serviço público de energia elétrica, tanto pelas concessionárias e permissionárias quanto pelos consumidores. **Diário Oficial**, 30/11/2000 - Seção: 1, Volume: 138, Número: 230-E, Página: 35.
40. BRASIL. Conselho Federal de Contabilidade. Normas Brasileiras de Contabilidade - NBC TG 03 - Demonstração dos Fluxos de Caixa. Brasília: CFC, 2010.
41. BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 - Sumário executivo. Brasília, 2010. 80 p. Disponível em:
<<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>> Acesso em: 30 dez. 2010.
42. BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 - Relatório final. Brasília, 2010. 330 p. Disponível em:
<<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>> Acesso em: 30 dez. 2010.
43. CAMPOS NETO, C.A.S.; SOARES, R.P. Concessões e a modicidade das tarifas. **Revista Desafios do Desenvolvimento - IPEA**, Brasília, n. 35, p. 37, set. 2007. Disponível em <<http://desafios2.ipea.gov.br/sites/000/17/edicoes/35/pdfs/rd35art02.pdf>> Acesso em: 23 dez. 2009.
44. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Informativo trimestral: segundo trimestre 2011- Cemig. Belo Horizonte: Cemig, 2011. Disponível em
<<http://cemig.infoinvest.com.br/ptb/s-17-ptb.html#1>> Acesso em: 15 set. 2011.
45. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Por dentro da conta de luz:** informação de utilidade pública. Belo Horizonte: Cemig, 2006. Disponível em
<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_Cemig-2.pdf> Acesso em: 23 mar. 2010.
46. CORHODZIC, Selver. A new approach to assessment and utilisation of distribution power transformers. 2006. 184 f. Tese (Doutorado) – Victoria University, Faculty of Health, Engineering and Science. Melbourne, Australia.
47. COUTO, Erivaldo Costa. Análise prospectiva da efficientização energética pelo lado da oferta através da redução de perdas por histerese em transformadores de distribuição. 2010. 147p. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Belo Horizonte.
48. DA SILVA, Ricardo Alexandre Santana. Cálculo de perdas técnicas no transformador de distribuição. 2005. 108f. Monografia (Conclusão do Curso) - Faculdade Pio Décimo, Curso de Engenharia Elétrica. Aracaju.
49. EUROPEAN Commission. The scope for energy saving in the EU through the use of energy-efficient electricity distribution transformers. Belgica, 1999. 60 p.

50. FASSBINDER, S. Transformers in power distribution networks. 2009, 52 p. Disponível em: <http://www.leonardo-energy.org/webfm_send/489 > Acesso em: 23 mai. 2011.
51. FILHO MM & SILVEIRA FSV. Planejamento econômico-financeiro de empresas de energia elétrica: uma abordagem adequada ao ambiente competitivo. In: *Núcleo de pesquisa em Economia, Tecnologias da Informação, Sociedade da Informação e Ensino a Distância, UFRJ, Rio de Janeiro*. 1997. Disponível em: <www.nuca.ie.ufrj.br/livro/estudos/silveirapeco.doc> Acesso em: 10 ago. 2011.
52. FITZGERALD, A.E.; KINGSLEY, C.JR.; UMANS, S.D. Máquinas Elétricas. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006. 648p.
53. FRAU J & TARGOSZ R. Energy efficiency & transformers technology - conventional design versus amorphous transformer - ENDESA's "EFFITRAFO". In *Workshop - Strategies for development and diffusion of Energy Efficient Distribution Transformers, Bruxelas - Bélgica*. 2008.
54. GAZZI, Livia Maria Pinheiro. Decisão de investimento em ambiente de incertezas integrada à análise de viabilidade de projetos de subtransmissão e distribuição. 2010. 140p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade São Paulo. São Paulo.
55. GITMAN, L.JR. Princípios de Administração Financeira. 7. ed. São Paulo: Harbra, 2002. 841p.
56. Hasegawa R. Energy efficiency of amorphous metal based transformers. In *Presentation of Metglas Inc., USA*. 2004. Disponível em: <<http://www.leonardo-energy.org/Files/PL-7.pdf>> Acesso em: 23 mai. 2011.
57. Instituto Acende Brasil & Siglasul Consultores em Energia. **Caderno de Política Tarifária # 1: Política tarifária e regulação por incentivos**. São Paulo, 2007. 10p.
58. KEULENAER H. Energy saving opportunities for transformers. In *Energy Efficient Motors & Transformers Workshop*. 2002. Disponível em: <<http://www.seai.ie/uploadedfiles/Energyandbusiness/TransformersHansDeKeulenaer.ppt>> Acesso em: 23 mai. 2011.
59. LAUER, Osvaldo Cesar. Avaliação de empresas (*valuation*): o fluxo de caixa descontado aplicado a empresas transmissoras de energia elétrica. 2006. Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado Santa Catarina, Curso de Mestrado Profissional em Administração. Florianópolis.
60. LISITA LR, NERYS JW, BATISTA AJ, OLIVEIRA AM, MOREIRA AC. Optimum determination of core and copper losses for three-phase transformers feeding non-Linear. In *VI INDUSCON - Conferência Internacional de Aplicações Industriais, Joinville/SC*. 2004.
61. LUND, Myrian. Análise e decisão de investimentos; pós-graduação gestão empresarial em cooperativas médicas - FGV projetos. 1 ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, [200?]. 100 p.

62. MARANGON LIMA JW, NORONHA JC, SANTOS PES, DOMINGOS SÉ FE, MARANGON LM & FILHO JM. Análise de Investimentos em Distribuição considerando o Ambiente Regulatório utilizando a teoria de opções reais. *In: XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte. 2006.*
63. MARANGON LIMA JW. Economia do setor eletro-energético: Parte I. *In: Notas de aula - FUPAI/UNIFEI. Itajubá, 2005.*
64. MARANGON LIMA JW, NORONHA JC, FERREIRA TGL, SANTOS PES & FILHO JM. Investimentos em distribuição: uso de opções reais no novo paradigma criado pela Lei 10848/04. *In: XVI SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília. 2004.*
65. MIRANDA FILHO, Jacques. Investimento em distribuição utilizando opções reais. 2005. 160p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Itajubá.
66. MOLETA, Alexandre de Castro. Avaliação do modelo de transformadores em função da frequência. 2008. 79 f. Monografia (conclusão de curso) - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica. Brasília.
67. OLIVEIRA L. Toque 15 - Fluxo de Caixa - Parte 1. *In: Toque de mestre - arquivos de aula.* Editora Ferreira. Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <<http://www.editoraferreira.com.br/publique/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?inford=1644&sid=20>> Acesso em: 27 jun. 2006.
68. PEREIRA C. Circuitos polifásicos e magnéticos - Unidade II: Transformadores monofásicos. *In: Notas de aula do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica - DEE/UFMG.* Belo Horizonte, 2005. Disponível em: <<http://www.ppgee.ufmg.br/~clever/>> Acesso em: 05 fev. 2011.
69. PICANÇO AF, MARTINEZ MLB, ROSA PC, COSTA EG & NETO EWT. Uma metodologia de busca otimizada de transformadores de distribuição eficiente para qualquer demanda. *In III SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém, PA.* 2010. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/III%20SBSE%20-%202010/PDF/SBSE2010-0189.PDF>> Acesso em: 29 mai. 2011.
70. POMPERMAYER, Máximo Luiz. Programa de eficiência energética das empresas de distribuição de energia elétrica - PEE. **Revista Brasileira de Eficiência Energética - ABEE**, Belo Horizonte, v. 1, n. 1, p.15-23, jul. 2011.
71. SANGUEDO, CA; OLIVEIRA, AAS & MEDEIROS, CP. Determinação das perdas técnicas dos transformadores de distribuição, com dielétrico líquido, instalados nas empresas concessionárias de energia no Brasil: Relatório técnico DIE - 6454/08, CEPEL, Rio de Janeiro. 2008. Disponível em: <http://www.procobre.org/archivos/pdf/energia_sustentable/per_trans_distribuihao_bra.pdf> Acesso em: 18 mai. 2011.
72. SILVA SR, VASCONCELOS FH, RAGONE JC & PINTO MF. Caracterização de transformadores com núcleo de metal amorfo para aplicação em redes monofásicas de distribuição de energia elétrica. *In I CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Brasília, DF.* 2001. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/Citenel2001/trabalhos%5C54.pdf>> Acesso em: 23 mai. 2011.

73. TARGOSZ R (Ed.). Leonardo Energy Transformers: the potential for global energy savings from high efficiency distribution transformers. Bélgica, 2005, 50 p. Disponível em: <<http://www.leonardo-energy.org/repository/Library/Reports/Transformers-Global.pdf>> Acesso em: 23 mai. 2011.
74. UNIÃO EUROPÉIA. Strategies for development and diffusion of Energy Efficient Distribution Transformers - SEEDT. **Selecting energy efficient distribution transformers a guide for achieving least-cost solutions**. 2008, 32 p. Disponível em: <<http://www.copperinfo.co.uk/transformers/downloads/seedt-guide.pdf>> Acesso em: 23 mai. 2011.
75. VIEIRA GA, PINTO MF, TEIXEIRA MJ, FRAGA BL, SILVEIRA FS & OLIVEIRA RW. Materiais amorfos. *In: Trabalho apresentado à disciplina de Teoria de Materiais do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica - DEE/UFMG*. Belo Horizonte, 2001. Disponível em: < www.cpdee.ufmg.br/~jramirez/disciplinas/materiais/trab1.pdf > Acesso em: 23 mai. 2011.

APÊNDICE I

TRANSFORMADORES 1?

Quantitativo Expansão (Cenários 1 e 2)

Tensão (kV)	Potência (kVA)	dez/2009 (un.)	Taxa 2% a.a.												
			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
15	5	244.087	4.882	4.980	5.080	5.182	5.286	5.392	5.500	5.610	5.722	5.836	5.953	6.072	6.193
	10	163.711	3.274	3.339	3.406	3.474	3.543	3.614	3.686	3.760	3.835	3.912	3.990	4.070	4.151
	15	100.322	2.006	2.046	2.087	2.129	2.172	2.215	2.259	2.304	2.350	2.397	2.445	2.494	2.544
	25	18.289	366	373	380	388	396	404	412	420	428	437	446	455	464
	37,5	22.219	444	453	462	471	480	490	500	510	520	530	541	552	563
24,2	5	2.077	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
	10	1.545	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
	15	1.516	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
	25	370	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	37,5	317	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
36,2	10	40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	15	35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	37,5	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		554.532	11.090	11.312	11.539	11.771	12.007	12.248	12.493	12.743	12.997	13.257	13.523	13.794	14.069

Falha (Cenário 1)

Tensão (kV)	Potência (kVA)	dez/2009 (un.)	Taxa de 0,5% do quantitativo instalado até dez/09												
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
15	5	244.087	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220
	10	163.711	819	819	819	819	819	819	819	819	819	819	819	819	819
	15	100.322	502	502	502	502	502	502	502	502	502	502	502	502	502
	25	18.289	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
	37,5	22.219	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
24,2	5	2.077	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	10	1.545	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	15	1.516	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	25	370	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	37,5	317	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
36,2	10	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	15	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	37,5	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		554.532	2.773	2.773	2.773	2.773	2.773	2.773	2.773	2.773	2.773	2.773	2.773	2.773	2.773

Substituição (Cenário 2)

Tensão (kV)	Potência (kVA)	dez/2009 (un.)	Taxa de 5% do quantitativo instalado até dez/09												
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
15	5	244.087	12.205	12.205	12.205	12.205	12.205	12.205	12.205	12.205	12.205	12.205	12.205	12.205	12.205
	10	163.711	8.186	8.186	8.186	8.186	8.186	8.186	8.186	8.186	8.186	8.186	8.186	8.186	8.186
	15	100.322	5.017	5.017	5.016	5.016	5.016	5.016	5.016	5.016	5.016	5.016	5.016	5.016	5.016
	25	18.289	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	914	914
	37,5	22.219	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111
24,2	5	2.077	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
	10	1.545	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
	15	1.516	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
	25	370	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
	37,5	317	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
36,2	10	40	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	15	35	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	37,5	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		554.532	27.731	27.731	27.730	27.730	27.730	27.730	27.730	27.729	27.728	27.728	27.728	27.727	27.727

TRANSFORMADORES 3ª

Quantitativo Expansão (Cenários 1 e 2)

Tensão (kV)	Potência (kVA)	Taxa 2% a.a.																			Total 2012-2031	
		2012 Ano 1	2013 Ano 2	2014 Ano 3	2015 Ano 4	2016 Ano 5	2017 Ano 6	2018 Ano 7	2019 Ano 8	2020 Ano 9	2021 Ano 10	2022 Ano 11	2023 Ano 12	2024 Ano 13	2025 Ano 14	2026 Ano 15	2027 Ano 16	2028 Ano 17	2029 Ano 18	2030 Ano 19		2031 Ano 20
15	9.169	191	195	199	203	207	211	215	219	223	227	232	237	242	247	252	257	262	267	272	277	4.635
30	30.335	631	644	657	670	683	697	711	725	740	755	770	785	801	817	833	850	867	884	902	920	15.342
45	47.080	980	1.000	1.020	1.040	1.061	1.082	1.104	1.126	1.149	1.172	1.195	1.219	1.243	1.268	1.293	1.319	1.345	1.372	1.399	1.427	23.814
15	38.315	797	813	829	846	863	880	898	916	934	953	972	991	1.011	1.031	1.052	1.073	1.094	1.116	1.138	1.161	19.368
15	709	149	152	155	158	161	164	167	170	173	176	180	184	188	192	196	200	204	208	212	216	3.605
150	709	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	280
225	313	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	120
300	279	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	120
15	225	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	100
30	885	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	360
45	1.707	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	510
75	1.534	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	510
24,2	709	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	280
150	246	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	100
225	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
75	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		2.886	2.948	3.002	3.053	3.121	3.182	3.245	3.308	3.373	3.439	3.507	3.576	3.647	3.719	3.792	3.867	3.942	4.019	4.097	4.177	69.904

Falha (Cenário 1)

Tensão (kV)	Potência (kVA)	Taxa de 0,5% do quantitativo instalado até dez/09																			Total 2012-2031	
		2012 Ano 1	2013 Ano 2	2014 Ano 3	2015 Ano 4	2016 Ano 5	2017 Ano 6	2018 Ano 7	2019 Ano 8	2020 Ano 9	2021 Ano 10	2022 Ano 11	2023 Ano 12	2024 Ano 13	2025 Ano 14	2026 Ano 15	2027 Ano 16	2028 Ano 17	2029 Ano 18	2030 Ano 19		2031 Ano 20
15	9.169	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	62	63	64	65	67	68	69	1.360
30	30.335	158	161	164	167	171	174	178	181	185	189	192	196	200	204	208	212	217	221	225	230	3.883
45	47.080	245	250	255	260	265	270	276	281	287	293	299	305	311	317	323	330	336	343	350	357	5.953
15	38.315	199	203	207	212	216	220	224	229	234	239	243	248	253	258	263	268	274	279	285	290	4.843
15	709	37	38	39	39	40	41	42	43	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	901
150	709	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	88
225	313	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	40
300	279	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	38
15	225	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	27
30	885	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	110
45	1.707	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	110
75	1.534	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	110
24,2	709	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	196
150	246	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	88
225	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
300	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
30	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
45	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
75	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Total		722	736	751	765	782	796	812	827	843	862	879	896	915	936	953	971	990	1.010	1.030	1.049	17.525

Substituição (Cenário 2)

Tensão (kV)	Potência (kVA)	Taxa de 5% do quantitativo instalado até dez/09																			Total 2012-2031	
		2012 Ano 1	2013 Ano 2	2014 Ano 3	2015 Ano 4	2016 Ano 5	2017 Ano 6	2018 Ano 7	2019 Ano 8	2020 Ano 9	2021 Ano 10	2022 Ano 11	2023 Ano 12	2024 Ano 13	2025 Ano 14	2026 Ano 15	2027 Ano 16	2028 Ano 17	2029 Ano 18	2030 Ano 19		2031 Ano 20
15	9.169	459	459	459	459	459	459	459	459	459	458	458	458	458	458	458	458	458	458	458	458	9.539
30	30.335	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.517	1.516	1.516	1.516	1.516	1.516	31.961
45	47.080	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	48.983
15	38.315	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.915	1.915	1.915	1.915	1.915	39.862
15	709	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	356	356	356	356	356	356	356	356	7.421
150	709	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	49
225	313	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	20
300	279	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	291
15	225	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	235
30	885	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	921
45	1.707	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	1.176
75	1.534	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	1.597
24,2	709	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	49
150	246	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	24
225	24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	20
300	20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	20
30	15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
45	28	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	30
75	19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	19
Total		6.945	6.945	6.945	6.945	6.944	6.942	6.941	6.940	6.939	6.936	6.936	6.936	6.935	6.934	6.933	6.930	6.930	6.930	6.930	6.929	144.946

APÊNDICE II

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO																				
Receita - Ganho global na economia de perdas	7.206	15.134	23.931	33.673	44.435	56.304	69.371	83.733	99.497	116.771	135.681	156.357	178.939	203.600	230.471	259.733	291.574	326.193	369.776	392.991
(-) Deduções de receita	- 805	- 1.692	- 2.675	- 3.764	- 4.967	- 6.293	- 7.754	- 9.011	- 10.350	- 11.813	- 13.414	- 15.161	- 17.066	- 19.144	- 21.406	- 23.867	- 26.542	- 29.447	- 34.359	- 35.570
= Receita Operacional Líquida	6.401	13.442	21.256	29.909	39.469	50.011	61.617	74.721	89.147	104.958	122.267	141.196	161.872	184.455	208.065	235.866	265.032	296.746	335.417	347.421
(-) Investimentos	- 1.951.873	- 76.946	- 78.376	- 79.883	- 81.416	- 83.029	- 84.697	- 86.438	- 88.248	- 90.085	- 92.046	- 94.088	- 96.183	- 98.363	- 100.653	- 103.031	- 105.522	- 108.113	- 110.803	- 113.603
(+) Remuneração de Investimento (WACC)	- 8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232	8.232
(-) Despesas Financeiras (JOD)	- 2.777	- 2.829	- 2.881	- 2.937	- 2.993	- 3.052	- 3.114	- 3.178	- 3.244	- 3.312	- 3.384	- 3.459	- 3.536	- 3.616	- 3.700	- 3.788	- 3.879	- 3.975	- 4.078	- 4.185
(-) Despesas Operacionais	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473
= LAIP (Luro Antes IRPJ e CSLL)	772.125	62.872	60.868	58.434	55.164	51.144	46.933	42.721	38.507	34.297	30.092	25.887	21.682	17.477	13.272	9.067	4.862	0.657	- 3.558	- 7.763
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social (IRCS)	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274
= Lucro Líquido	- 72.400	- 62.872	- 60.868	- 58.434	- 55.164	- 51.144	- 46.933	- 42.721	- 38.507	- 34.297	- 30.092	- 25.887	- 21.682	- 17.477	- 13.272	- 9.067	- 4.862	- 0.657	- 3.558	- 7.763
	- 72.400	- 62.872	- 60.868	- 58.434	- 55.164	- 51.144	- 46.933	- 42.721	- 38.507	- 34.297	- 30.092	- 25.887	- 21.682	- 17.477	- 13.272	- 9.067	- 4.862	- 0.657	- 3.558	- 7.763
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA																				
Receita Operacional Bruta	4.111.223	7.206	23.366	32.163	41.905	52.668	64.537	78.849	94.613	111.887	130.737	151.161	173.229	197.000	222.571	249.840	288.853	339.726	407.501	493.976
(-) Deduções de Receita	- 295.100	- 805	- 1.692	- 2.675	- 3.764	- 4.967	- 6.293	- 7.754	- 9.011	- 10.350	- 11.813	- 13.414	- 15.161	- 17.066	- 19.144	- 21.406	- 23.867	- 26.542	- 34.359	- 35.570
= Receita Operacional Líquida	3.816.123	6.401	21.674	29.488	38.141	47.701	58.243	70.094	83.602	101.537	118.924	137.747	158.068	180.934	205.427	231.434	265.986	313.184	373.142	458.406
(-) Despesas Operacionais	- 1.020.368	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473	- 473
(-) Despesas Financeiras	- 71.756	- 2.777	- 2.829	- 2.881	- 2.937	- 2.993	- 3.052	- 3.114	- 3.178	- 3.244	- 3.312	- 3.384	- 3.459	- 3.536	- 3.616	- 3.700	- 3.788	- 3.879	- 3.975	- 4.078
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social (IRCS)	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274
= Lucro Líquido	2.334.724	3.150	14.074	17.411	21.449	26.252	31.885	38.066	45.780	54.990	65.871	78.510	93.024	109.654	128.574	149.867	173.939	201.333	242.340	298.581
Estorno Degradação	813.970	-	3.776	7.625	11.544	15.538	19.609	23.760	27.995	32.317	36.729	41.234	45.836	50.540	55.349	60.267	65.300	70.452	75.728	81.133
Estorno Despesa Financeira	71.756	2.777	2.829	2.881	2.937	2.993	3.052	3.114	3.178	3.244	3.312	3.384	3.459	3.536	3.616	3.700	3.788	3.879	3.975	4.078
(-) Investimento	- 1.951.873	- 76.946	- 78.376	- 79.883	- 81.416	- 83.029	- 84.697	- 86.438	- 88.248	- 90.085	- 92.046	- 94.088	- 96.183	- 98.363	- 100.653	- 103.031	- 105.522	- 108.113	- 110.803	- 113.603
Fluxo de Caixa gerado	1.266.578	- 69.623	- 56.266	- 50.461	- 43.953	- 36.633	- 28.483	- 20.002	- 11.304	- 2.468	6.297	14.337	22.109	29.691	37.021	44.100	50.972	57.625	64.058	70.271
EBITDA																				
Lucro Líquido	- 72.400	- 62.872	- 60.868	- 58.434	- 55.164	- 51.144	- 46.933	- 42.721	- 38.507	- 34.297	- 30.092	- 25.887	- 21.682	- 17.477	- 13.272	- 9.067	- 4.862	- 0.657	- 3.558	- 7.763
Depreciação e Amortização	813.970	3.776	7.625	11.544	15.538	19.609	23.760	27.995	32.317	36.729	41.234	45.836	50.540	55.349	60.267	65.300	70.452	75.728	81.133	89.237
Resultado Financeiro (JOD - Remuneração Investimento)	954.097	2.777	2.829	2.881	2.937	2.993	3.052	3.114	3.178	3.244	3.312	3.384	3.459	3.536	3.616	3.700	3.788	3.879	3.975	4.078
Impostos (IRCS)	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274	- 389.274
EBITDA	651.998	- 69.623	- 64.498	- 58.894	- 52.185	- 44.865	- 36.716	- 27.635	- 17.215	- 5.848	7.164	21.239	36.638	53.693	72.431	92.934	115.379	139.828	166.606	194.615

ANEXO A

LISTA DE INDICADORES DE PERDAS CONFORME MÓDULO 7 DO PRODIST

A.1 Indicadores dos montantes de perdas técnicas, apurados para cada segmento de distribuição, em megawatt-hora (MWh):

- **Energia Fornecida (EF):** energia ativa efetivamente entregue e medida, ou estimada, nos casos previstos pela legislação, às unidades consumidoras, outras distribuidoras e consumidores livres, mais o consumo próprio;
- **Energia Injetada (EI):** energia ativa efetivamente recebida e medida de um agente;
- **Energia Passante (EP):** total de energia ativa que transita no segmento (i);
- **Perdas Técnicas do Segmento (PTS):** perdas técnicas para cada segmento;
- **Perdas Técnicas (PT):** corresponde à soma das perdas técnicas de todos os segmentos;
- **Perdas na Distribuição (PD):** corresponde à diferença entre EI e EF;
- **Perdas Não Técnicas (PNT):** corresponde à diferença entre PD e PT.

A.2 Indicadores das relações percentuais com base na energia que transita em cada segmento de rede:

- **Índice de Perdas Técnicas nos Segmentos (IPTS):** percentual de perdas técnicas em relação à energia que transita em cada segmento:

$$IPTS_i = \frac{PTS_i}{EP_i} \cdot 100 [\%];$$

- **Percentagem de Perdas Técnicas (PPT):** percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada:

$$PPT = \frac{PT}{EI} \cdot 100 [\%];$$

- **Percentagem de Perdas na Distribuição (PPD):** perdas totais representadas percentualmente em relação à energia injetada:

$$PPD = \left(1 - \frac{EF}{EI}\right) \cdot 100 [\%];$$

- **Percentagem de Perdas Não Técnicas (PPNT):** percentual de perdas não técnicas em relação à energia injetada:

$$PPNT = PPD - PPT [\%].$$