



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Proposta de uma metodologia simplificada para cálculo das perdas técnicas

Paulo R. F. de Moura Bastos	Niraldo Ferreira	Benemar Alencar de Souza
Universidade Federal da Bahia - UFBA	Universidade Federal da Bahia - UFBA	Universidade Federal de Campina Grande - UFCG
pbastos@ufba.br	niraldo@ufba.br	benemar@dee.ufcg.edu.br

Palavras-chave: perdas técnicas em distribuição, métodos de cálculo de perdas, incertezas nas perdas técnicas, perdas por segmentos.

Resumo

O artigo apresenta uma proposta de metodologia simplificada para o cálculo das perdas técnicas em distribuição, por segmento. Inicialmente é feita uma breve análise das principais metodologias existentes destacando algumas incertezas nos parâmetros envolvidos bem como aspectos importantes que não estão sendo contemplados nas mesmas. Em seguida o método proposto é detalhado, podendo-se destacar que se diferencia por estimar uma faixa esperada para as perdas e não um resultado calculado de modo determinístico. Há a análise de resultados aplicada a um sistema completo e também a uma rede secundária permitindo concluir que o método proposto apresenta resultados coerentes tendo a vantagem de poder ser facilmente implantado.

1. Introdução e objetivo

As perdas totais de energia elétrica em uma concessionária de distribuição são definidas como a diferença entre o somatório da energia requerida pelo sistema elétrico e a energia realmente faturada aos diversos clientes. No Brasil o total de perdas no sistema elétrico em 2006 atingiu a 70.550 GWh ou cerca de 16,8% do total da energia elétrica ofertada (MME, Brasil, 2007).

As perdas totais têm duas parcelas: as perdas comerciais e as técnicas. As primeiras são causadas dentre outras por ligações clandestinas, fraudes, erros no cadastramento das unidades, e as perdas técnicas são próprias dos sistemas elétricos devido à passagem da corrente elétrica nos materiais e aos meios físicos usados. As perdas técnicas podem ser estimadas através diversos métodos e softwares, nos diversos sub-sistemas como o de geração, de transmissão e distribuição. Especificamente na distribuição há perdas nos diversos segmentos como as linhas de sub-transmissão, as subestações abaixadoras, as redes primárias, os transformadores de distribuição, a rede secundária, os ramais de ligação e medidores, e para a maioria das empresas está entre 6% a 11%. As perdas comerciais não são calculadas, mas obtidas pela diferença entre as perdas totais e as técnicas.

A ANEEL, agência reguladora brasileira, até o momento não regulamentou completamente as perdas, tendo divulgado em 2007 a NT-035/SRD/ANEEL na qual aborda premissas para o cálculo das perdas

técnicas, destaca a influência das perdas nas tarifas e define uma metodologia de avaliação por nível decrescente/crescente de tensão baseada no balanço de energia (ANEEL, 2007).

As concessionárias de distribuição em geral dispõem de programas computacionais para quantificar o total das perdas técnicas, os quais requerem o conhecimento da topologia da rede de distribuição e vários outros dados, alguns dos quais são muitas vezes estimados ou obtidos por meio de campanhas de medição, a exemplo do conhecimento das curvas de cargas de modo a obter os fatores de carga e de perdas, indispensáveis nos cálculos das perdas técnicas.

Em distribuição as perdas técnicas são normalmente apuradas por nível de tensão e os métodos são determinísticos. Verifica-se que para muitos parâmetros são tomados valores médios ou típicos, há incertezas em grande número de variáveis, bem como há aspectos que não têm sido observados, dentre os quais: muitos transformadores reformados retornam à rede com perdas maiores que aquelas de norma, os medidores têm corrente de partida elevada considerando as potências de muitas das cargas residenciais atuais, levantamento de curvas de carga e medições de demanda com intervalo de integração de 15 minutos que são inadequados para perdas, além do erro médio negativo que os medidores eletromecânicos tendem sempre a apresentar ao longo da vida útil.

Este trabalho apresenta um método simplificado de cálculo para estimativa das perdas técnicas denominado “SIMPLES”, cujas principais inovações são não estimar um resultado único e sim propor uma faixa provável para os valores de perdas nos vários segmentos, incorporar alguns dos aspectos não considerados pelos demais métodos, e o modo como determina as perdas nos ramais. São comparados este e outros métodos em dois estudos de caso um para o total das perdas de uma empresa distribuidora e outro enfocando apenas o trecho rede secundária até o medidor. Os resultados numéricos são consistentes e se destaca ainda a facilidade para implantação da metodologia.

2. Métodos de cálculo das perdas técnicas, incertezas e aspectos não considerados

Há uma forma gerencial de abordar o tema que estaria associada a indicadores como percentual de perda técnica da distribuidora em função do consumo por unidade ou da quantidade de clientes por quilometro de alimentador (DORTOLINA & NADIRA, 2005), útil para comparar empresas e áreas, entretanto aqui serão tratados estudos que quantificam as perdas técnicas globais na distribuição e nos seus vários segmentos, desde as subestações até os medidores. Tais estudos em geral apresentam:

- ✓ metodologias simplificadas que fazem uso de redes típicas e expressões oriundas de regressões estatísticas (CCON, 1992), (CODI, 1996) e (ANEEL,2007);
- ✓ métodos que consideram dados físicos do cadastro de rede, a caracterização da carga ao longo do ano, em geral usam programas computacionais específicos (ELLER, 2003), (MÉFFE,2001) e (SUN & ABE & SHOULTS & CHEN & EICHENBERGER & FARRIS, 1980).

Na maioria dos métodos são determinadas as perdas de potência ou demanda e através do uso do fator de perdas são calculadas as perdas de energia; tal fator relaciona a perda média de demanda e a perda máxima. Os métodos que usam a caracterização ou tipificação da carga ao longo do ano, fazem uso de curvas de carga obtidas em “campanhas de medição” nas quais as demandas são tomadas a intervalo de quinze minutos (MÉFFE, 2003 e POVEDA,1999), e calculam as perdas de demanda P_{pi} , [kW], em inúmeras situações de carga e para a energia fazem a integralização através de um somatório:

$$E_s = \sum_{i=1}^{96} P_{pi} \Delta t_i \quad [\text{kWh}] \quad (1)$$

Onde:

E_s é a perda diária de energia no segmento;

Δt_i é o intervalo de quinze minutos ou 0,25 horas.

Deve-se destacar o método baseado no balanço de energia por nível decrescente/crescente de tensão divulgado recentemente na Nota Técnica NT035/SRD (ANEEL, 2007): são calculadas as ditas “perdas

a fio” fechando o balanço da energia que entra e que sai em determinado nível de tensão, da fonte em direção à carga e por isto “descendente”; identificadas todas as perdas regulares sobre uma quantidade de “perdas irregulares” ou comerciais e então é feito um novo cálculo reduzindo as perdas regulares anteriormente calculadas, de forma a obter as perdas de energia por segmento daquilo que seria uma situação da empresa ótima, na qual toda a energia solicitada corresponderia à faturada mais as perdas técnicas, não existindo portanto perdas irregulares.

Por fim, registrar que os métodos simplificados são de fácil programação computacional e em geral apresentam estimativas coerentes relativas ao total das perdas de energia de uma empresa ou os segmentos nos quais as perdas são mais significativas; por outro lado, aqueles que empregam a tipificação das cargas e dados reais de toda a rede normalmente empregam programas computacionais específicos que requerem o cadastro físico da rede atualizado, enfim uma base de dados a qual nem sempre as distribuidoras dispõem, o que por vezes torna a execução demorada.

2.1 Incertezas nos parâmetros

Há diversos parâmetros usados nos vários métodos para os quais há muita incerteza, por exemplo, na rede primária o uso da demanda máxima e do fator de potência nesta situação é uma aproximação visto que a rigor seriam necessárias medições e levantamento das cargas em todos os pontos de carga do alimentador e em suas derivações, nós do circuito, pois as perdas nos condutores são proporcionais ao quadrado das correntes e estas têm seus módulos em função das diversas somas fasoriais. Com relação a linhas de sub-transmissão e subestações abaixadoras as incertezas são pequenas, há muitos pontos de medição e coleta de dados. No cálculo das perdas em transformadores, os dados de perda no núcleo e no cobre acabam sendo tomados os valores máximos de norma por potência face à dificuldade de se alimentar banco de dados com as perdas reais fruto dos ensaios dos fabricantes, e a situação de perda máxima utiliza os dados de demanda máxima ou fator de utilização obtidos indiretamente usando a demanda média e o fator de carga, ou usando medições que na maioria das vezes são de potência ativa e não de potência aparente.

Na determinação das perdas de energia nas redes secundárias além de incertezas quanto à tensão e ao fator de potência ao longo da rede (provavelmente não deve ser o mesmo), há as assimetrias da rede elétrica. Mesmo os métodos que não simulam a rede real em geral assumem a tensão nominal em toda a extensão da rede. Para os ramais são aproximações considerar a tensão nominal para todos eles, as correntes máximas e o fator de potência médio; quando é feita alguma distinção a corrente máxima e o fator de potência são considerados diferentes para as classes de consumidor. Em relação a medidores em geral todos os métodos tomam apenas a perda média em watts na bobina de tensão.

Tais aproximações e incertezas certamente conduzem a diferenças que podem ser significativas na determinação das perdas de energia.

2.2. Aspectos não considerados na maioria das metodologias

Há ainda outros aspectos em geral não considerados na maioria dos métodos usados na determinação das perdas técnicas: o uso de fator de perdas tomado apenas em função do fator de carga, as elevadas correntes de partida dos medidores, o uso da curva de carga tomada a intervalos de quinze minutos, a não consideração de perdas mais elevadas em transformadores reformados, além da não consideração do envelhecimento dos medidores eletromecânicos ou seu real estado em campo.

- Pesquisas na década de 1920 realizadas nos Estados Unidos por Buller, segundo Gustafson (1983), procuraram estabelecer a relação entre o fator de perdas e o fator de carga, propondo a relação seguinte:

$$FP = kF_c + (1 - k)F_c^2 \quad (2)$$

Onde:

Fp, é o fator de perdas.

Fc, o fator de carga.

K, é um fator entre 0 e 1.

Durante muitos anos no setor elétrico se empregou tal expressão utilizando o valor de k igual a 0,3, mas o Relatório do Comitê de Distribuição (CODI, 1996) já trazia uma análise do fator de perdas destacando a influência da duração da ponta e recomendando o valor de 0,15 para k na equação anterior. Poveda (1999) destaca que k deve se situar entre 0,2 e 0,3, e mais recentemente a ANEEL (2007) propôs a utilização de k em função do próprio fator de carga:

$$k = k_0(1 - F_c) \quad (3)$$

Onde K_0 é uma constante a pesquisar a partir de medições no segmento objeto de estudo.

Respalhada em medições e em análise estatística a ANEEL (2007) concluiu que “a dispersão dos valores do fator k é considerável e que o desvio padrão é menor para fatores de carga maiores”.

Neste estudo foram simuladas situações de diferentes curvas de carga de consumidores residenciais com o mesmo fator de carga, que pelas expressões anteriores resultariam no mesmo valor para o fator de perdas. Tais curvas eram distintas, pois se fez variar a duração da ponta e a relação entre as demandas máxima e mínima. Verificou-se que um aumento apenas na duração da ponta de meia para uma hora, faz o fator de perdas crescer em até 28% a depender da relação entre as demandas máxima e mínima; mantida fixa a duração da ponta, um acréscimo de 50% na relação das demandas pode aumentar até 25% o fator de perdas.

- Quanto à corrente de partida dos medidores o problema é que as normas brasileiras continuam mantendo o limite de 0,8% da corrente nominal; considerando que a maioria da medição direta utiliza 15 A. para valor nominal, cargas de 26 W em 220 V não são suficientes para sensibilizar o medidor. Como atualmente há uma série de eletrodomésticos e equipamentos de baixo consumo ou que passam a maior parte do dia em *stand-by*, bem como após o racionamento de energia se difundiu muito o uso das lâmpadas fluorescentes compactas, uma pessoa que saia de férias por um mês e deixe acesa uma lâmpada de 25W, tal consumo não estaria sendo registrado a maior parte do tempo. Para se ter uma idéia do que isto pode representar, em uma residência cujo consumo mensal seja de 100 kWh, se houver o hábito de deixar uma lâmpada fluorescente compacta de 15W, fator de potência 0,7, acesa durante toda a noite, a energia não registrada é de aproximadamente 3,6kWh ou aproximadamente 3,6% da faturada.

- Vários métodos caracterizam as cargas usando curvas de cargas típicas fruto de campanhas de medição nas quais as demandas são tomadas com intervalos de integralização de quinze minutos como é tradicional na medição, entretanto isto permite erro muito significativo na determinação das perdas em ramais e redes secundárias. A perda ôhmica em um único ramal é calculada em watts como:

$$P_{rm} = mRI^2 \quad [W] \quad (4)$$

onde:

m , é o número de condutores do ramal percorrido por corrente; para ramais bifásicos e trifásicos é diferente de dois, e normalmente se calcula a corrente na hipótese das cargas serem equilibradas;

R , é a resistência em ohms por fase do ramal;

I , é o módulo da corrente que circula em A.

Seja um ramal monofásico que atende uma unidade consumidora residencial na qual é ligado um eletrodoméstico de potência “ D_i ” durante um tempo t_i , inferior a quinze minutos que é o intervalo de integração (T) da demanda, conforme ilustra a Figura 1, na qual $D_i = 4.400W$.

Para o ramal de resistência R em ohms, tendo o neutro a mesma bitola, a perda de potência no ramal é:

$$P_{rm} = 2RI^2 = 2R\left(\frac{D_i}{V}\right)^2 = \frac{2R}{V^2}(D_i^2) \quad [W] \quad (5)$$

E a perda de energia:

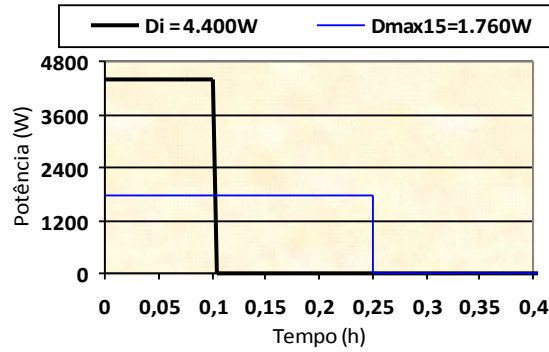


Figura 1 – Carga de potência D_i ligada durante tempo t_1 inferior a 15 minutos (T)

$$E_{rm} = 2RI^2 t_1 = \frac{2R}{V^2} (D_i^2) t_1 \quad [\text{Wh}] \quad (6)$$

A demanda medida com o intervalo de integração, T de 15 minutos, resulta:

$$D_{MAX15} = \frac{D_i t_1}{T} \quad [\text{W}] \quad (7)$$

Neste caso, as perdas de demanda e de energia são normalmente calculadas por:

$$P_{rm15} = 2R \left(\frac{D_{MAX15}}{V} \right)^2 = \frac{2R}{V^2} \left[\frac{D_i t_1}{T} \right]^2 = P_{rm} \left[\frac{t_1}{T} \right]^2 \quad (8)$$

Para a energia perdida, calculada com a demanda integralizada em 15 minutos, tem-se:

$$E_{rm15} = P_{rm15} T = \frac{2R}{V^2} D_i^2 \left(\frac{t_1}{T} \right)^2 T = E_{rm} \left(\frac{t_1}{T} \right) \quad [\text{Wh}] \quad (9)$$

Conclui-se que havendo a integralização da demanda em 15 minutos, sempre que o eletrodoméstico fique ligado por um período t_1 inferior àquele há erros: com relação às perdas de demanda na proporção do quadrado da relação (t_1/T), e para as perdas de energia o erro é diretamente proporcional a (t_1/T). Assim, um chuveiro de potência nominal 5.400W, 220V, ligação monofásica cujos condutores do ramal de ligação tenham 15m de comprimento e resistência de 0,0225 Ohms, ligado por 7,5 minutos, apresenta perda de demanda no ramal de 27,1W calculada por (5), e perda de energia usando (6) de 3,4Wh que representa 0,5% da energia consumida pelo equipamento no período!

Perdas de potência e de demanda calculadas considerando a demanda integralizada em 15 minutos conduzem a $D_{max15} = 2.700\text{W}$, equação (7). As perdas de potência e energia determinadas pelas expressões (8) e (9) resultam em 6,8W, e 1,7Wh, que equivalem respectivamente a 25% e 50% do valor real das perdas! Confirma-se um erro negativo proporcional a (t_1/T), uma vez que para a perda de energia se estaria considerando 1,7 Wh quando o valor real é 3,4Wh.

- Sobre os transformadores reformados a situação é semelhante ao recondicionamento de motores, ou seja, mesmo sendo exigidos e acompanhados os ensaios, por vezes acabam tendo perdas maiores que originalmente, fato confirmado quando da reforma de três transformadores da própria UFBA, pois dois apresentaram perdas no ferro e no cobre bem acima (14% a 72%) dos máximos das normas.

- Para os medidores o envelhecimento só faz aumentar os atritos nas engrenagens e mancais, portanto em função do desgaste sofrido durante a vida útil tendem a apresentar erro médio negativo. Sugere-se que sejam registradas as aferições e inspeções feitas em campo e se tome o erro médio deste conjunto, ainda mais que é normal as distribuidoras usarem os medidores por períodos superiores à vida útil.

3. Proposta de metodologia simplificada - SIMPLES

O método proposto “SIMPLES” não necessita um número muito grande de dados, trabalha com uma faixa esperada para as perdas técnicas nos segmentos e com redes típicas. O limite inferior das perdas é calculado usando modelos consagrados ou raciocínios semelhantes aos demais métodos, e para o limite superior são acrescentadas as chamadas “perdas adicionais prováveis” oriundas de incertezas e

aspectos não considerados nos demais métodos. A seguir há um resumo das etapas para determinação das estimativas de perdas pelo SIMPLES, em cada um dos segmentos da rede de distribuição.

Rede Primária:

Para a rede primária são parâmetros importantes o comprimento médio do alimentador típico, a bitola do tronco deste alimentador, a média das demandas máximas dos alimentadores, o fator de carga típico, a tensão nominal, o fator de potência médio do primário e o número total de alimentadores. Caso seja possível representar a curva de carga típica distinta para dias úteis e de final de semana, e em três patamares de carga, ótimo; caso contrário pode-se utilizar a média das demandas máximas suprida pelos alimentadores, e uma curva de carga típica única, para a qual se calcula o fator de carga e o fator de perdas tomando-se a constante $k = 0,15$ recomendada pelo CODI (1996). Não são consideradas a bitola e extensão das derivações, pois feitas várias simulações, em geral as perdas nos ramais se situaram entre 10% a 15% das perdas de potência do tronco. O limite inferior da perda de potência é calculado considerando a referida média das demandas máximas supridas (com o fator de potência médio) como carga uniformemente distribuída ao longo do tronco e mais 10% como a responsabilidade das perdas nas derivações.

Assim o limite inferior das perdas de energia em um alimentador (rede primária, índice rp) é dado por:

$$E_{rp} = 8760FP[1,1(\frac{LR}{3})(\frac{D_{MAX}}{V \cos(\phi)})^2] \quad [\text{MWh/ano}] \quad (10)$$

Onde:

8760 é o número de horas do ano;

FP é o fator de perdas do alimentador;

1,1 fator para incorporar 10% de perdas nas derivações;

L é o comprimento do alimentador em km;

R é a resistência elétrica em ohms/km;

Dmáx a demanda máxima do alimentador, MW;

V é a tensão nominal da rede primária em kV;

$\cos(\phi)$ é o fator de potência do alimentador na situação de carga máxima.

Há duas incertezas que poderiam ser consideradas para determinação do limite superior visto que elevam as perdas na rede primária: as perdas nas derivações que se situam entre 10% e 15% do tronco, e o fato do fator de potência não ser um valor fixo associado à situação de demanda máxima, pois sabe-se que o mesmo varia ao longo do dia e em geral se modifica também nos dias de sábado, domingo e feriado. Considera-se apenas que as perdas nas derivações podem atingir 15%.

Transformadores da rede de distribuição:

Como limite inferior um modo de cálculo semelhante ao da metodologia CODI ou seja, por potência e quantidade de transformadores, a perda no ferro acontecendo todo o tempo e a perda no cobre de modo proporcional ao quadrado do fator de utilização médio. Para se determinar a perda de energia às perdas de potência no cobre se aplica o fator de perdas de modo análogo ao que é feito para a rede primária, e para perdas nos núcleos sabe-se que ocorrem durante todas as horas do ano.

As maiores incertezas estão no uso e acompanhamento dos transformadores reformados, e na determinação do fator de utilização visto que as perdas no cobre são proporcionais ao quadrado do módulo da corrente. É importante então que as concessionárias exijam ensaios dos equipamentos reformados somente os aceitando sob a condição de atender os limites máximos de perdas estabelecidos nas Normas Brasileiras da ABNT, e que o processo de obtenção do fator de utilização e da curva de carga envolva medições da potência aparente e do fator de potência ou das potências ativa e reativa. Por indisponibilidade de dados, na determinação do limite superior foram incorporadas apenas hipóteses sobre perdas a maior em transformadores recuperados, supondo-se uma taxa de avaria de transformadores de 3,5% ao ano, e que 60% destes são recuperados em oficinas; como tal

prática já existente há mais de 20 anos, no mínimo uma distribuidora tem em sua rede 42% de transformadores recuperados. Caso 30% destes apresente um adicional de 25% de perdas, tem-se um acréscimo de 3,15% em relação ao limite inferior anteriormente calculado.

Rede Secundária:

Para as diversas tensões nominais e potências dos transformadores, são associadas redes secundárias típicas: aquelas com transformadores até 45kVA, inclusive, comprimento total do secundário de 300 metros, com transformadores de 75kVA, redes de 600m e aquelas cujos transformadores são de 112,5kVA ou superiores, são 700m de rede. O fator de utilização máximo é a média quadrática dos fatores de utilização máximos individuais, e o fator de potência é tomado o médio em carga máxima. A corrente máxima na rede secundária, I_M , é:

$$I_M = 1000FU \left[\frac{S}{\sqrt{3}V_n \cos(\phi)} \right] \quad [\text{A}] \quad (11)$$

Onde:

FU, fator de utilização, relação entre demanda máxima no secundário e a potência do transformador;

S, potência do transformador em kVA;

V_n é a tensão nominal da rede secundária em Volts;

$\cos(\phi)$ é o fator de potência da rede situação de carga máxima.

Numa rede típica os quatro vãos próximos ao transformador são de 25 metros, dois de cada lado, e têm maior bitola (resistência elétrica R_1 em Ω/km), a extensão restante da rede tem bitola menor (R_2 em Ω/km), e o transformador está geométrica e eletricamente no centro, ou seja, os comprimentos de rede estão iguais nos dois lados e a corrente se divide igual para ambos. Para a determinação do limite inferior das perdas sendo a carga uniformemente distribuída a corrente que circula em um trecho é proporcional ao comprimento do trecho mais a corrente relativa aos trechos a jusante considerando desde o transformador. Deste modo a perda de potência é dada por:

$$P_{rs} = Fa(10)^{-6} \left(\frac{I_M}{L} \right)^2 \left[2,5R_1 10^5 + 75R_1(L-100)^2 + \frac{R_2}{4} (L-100)^3 \right] \quad [\text{kW}] \quad (12)$$

Sendo as variáveis ainda não definidas:

Fa, o fator de assimetria, para incorporar assimetrias da tipologia, elétrica e desequilíbrio de fases, tomado 1,1 para o limite inferior e 1,15 para o limite superior;

L, o comprimento total da rede secundária em metros.

A expressão é tanto mais precisa quanto maior for o comprimento da rede em relação aos cem metros tomados com maior seção, resistência R_1 .

Calculada a perda de potência total, determina-se a perda de energia considerando o fator de perdas de modo análogo ao que foi feito para a rede primária. Há incertezas quanto aos valores da tensão que devem diferir da nominal em função da queda de tensão, quanto ao fator de potência que não é o mesmo ao longo de toda a rede secundária, bem como aquelas causadas por assimetrias e desequilíbrios. Para determinação do limite superior de perdas de energia deve-se considerar um adicional provável de perdas a aplicar naquelas redes cujo fator de potência se assumiu superior a 0,92, e outro acréscimo relativo ao fator de assimetria (Fa de 1,15), aparentemente mais coerente.

Ramais:

Uma característica do método é o cálculo direto da perda de energia como um percentual da carga suprida, não sendo necessário o cálculo da perda de potência nem o uso do fator de perda. Foi feita esta opção face à dificuldade de avaliar fatores de carga e de perdas para unidades residenciais e comerciais. Calcula-se a quantidade de “unidades monofásicas equivalentes”, por exemplo, uma bifásica equivale a duas monofásicas. Do consumo total medido na rede secundária se determina o consumo médio mensal por unidade equivalente monofásica equivalente. As bitolas mais usadas têm sido seções de 6mm^2 e 10mm^2 (resistência elétrica 2,51 e 2,00 ohms/km, respectivamente), tensões secundárias nominais trifásicas padronizadas (220/127V e 380/220V), e curvas de carga residenciais

típicas, tendo sido determinado o percentual de perdas no ramal em função do consumo médio por consumidor equivalente. A Figura 2 mostra o percentual de perda nos ramais em função do consumo médio mensal por unidade consumidora equivalente na tensão monofásica de 127V (sistema trifásico 220/127V).

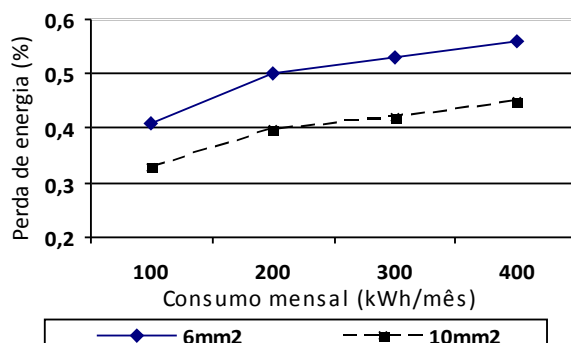


Figura 2 – Percentual de perdas no ramal em 127 V, função do consumo médio mensal por unidade monofásica equivalente.

Outros detalhes: Inicialmente se determina o consumo médio mensal por unidade consumidora equivalente; em função deste consumo se identifica a demanda máxima semanal, e são usadas curvas de carga típicas da classe residencial (que constitui a grande maioria das unidades atendidas em baixa tensão), aproximadas para três patamares: demanda máxima, média e mínima.

Para determinar a demanda máxima foi usado como referência um estudo anterior realizado para a concessionária COELBA (BASTOS & DANTAS & SILVEIRA, 2004) no qual haviam sido pesquisados fatores de carga e demanda, bem como valores de demanda máxima para intervalo de quinze minutos, na Região Metropolitana de Salvador; através método estatístico foi obtido um gráfico cuja curva correlaciona demandas máximas e consumo mensal, conforme ilustrado na Figura 3.

A demanda máxima acontece em um dia útil da semana e dura meia hora. Para se determinar as demandas médias e mínimas, considera-se que nos demais dias do ano o consumo é 25% menor que naquele dia de maior consumo; a demanda mínima neste dia ocorre durante 14 horas para as unidades cujo consumo médio mensal por unidade equivalente é inferior a 200kWh e durante 13 horas para aquelas com consumos maiores que 200kWh.

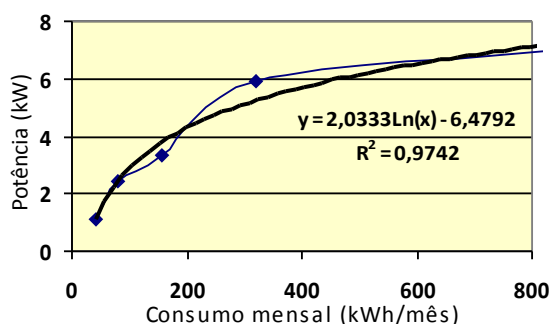


Figura 3- Demanda máxima em função do consumo mensal por unidade equivalente.

Mantém-se como condições de contorno o consumo médio mensal, o fator de carga tão próximo quanto possível daqueles determinados por faixa de consumo, e são obtidos os três patamares que caracterizam a curva dos restantes 313 dias do ano. A Tabela 1 traz para alguns valores do consumo médio mensal as correspondentes demanda máxima semanal, e para os demais dias as demandas máxima, média e mínima.

Para ligações monofásicas, considerados os condutores mais usados em ramais e as tensões monofásicas 127V e 220V anteriormente mencionadas, são determinadas as perdas de energia em função do consumo médio mensal, conforme ilustrado na Figura 2 anterior. Verificou-se que as perdas de energia calculadas conforme CODI (1996), ficam bem abaixo do SIMPLES.

Tabela 1- Demanda máxima semanal e patamares da curva de carga dos demais dias.

Consumo médio/mês [kWh]	Demanda máxima semanal [kW]	Patamares de demanda dos demais dias [W]		
		Máxima	Média	Mínima
100	2,88	2.208	102	77
200	4,29	3.289	247	165
300	5,12	3.926	391	261
400	5,70	4.370	540	360

O SIMPLES usa o consumo médio mensal equivalente aplicado a todos os consumidores da rede de baixa tensão, mas caso se disponha das quantidades de consumidores e consumos médios por classe, pode-se aplicar a mesma rotina a cada uma delas. Concluindo, para o limite mínimo de perdas nos ramais, para o condutor de seção 6mm², 15m de comprimento, suprimento em 127V monofásico, para estas faixas de consumo mostradas que vão desde 100kWh a 400kWh as perdas percentuais em relação ao consumo são de 0,41%, 0,50%, 0,53% e 0,56%, respectivamente. Na tensão de 220V é três vezes menor e para outros valores de resistência ou comprimento, faz-se a proporcionalidade.

Para o limite superior, como provável perda adicional há uma parcela devido à utilização de eletrodomésticos por tempo inferior a 15 minutos, e outra devido ao fator de potência das cargas não ser unitário, tendo-se admitido a duração de uso de eletrodomésticos em 7,5 minutos que corresponde ao adicional de 100%, e um fator de potência médio nunca superior a 0,92.

Medidores:

O limite inferior de perdas nos medidores é calculado de modo análogo às demais metodologias, na base de 1,2W por bobina de tensão. O limite superior incorpora a hipótese de por envelhecimento 50% dos medidores instalados apresentam um erro médio negativo de -1,5% que corresponde a um adicional de 0,75% da energia medida e devido a cargas com corrente menor que a de partida supõe-se que 20% das unidades consumidoras tenham durante 8 horas/dia cargas cujas correntes sejam inferiores a 90% da corrente de partida.

4. Aplicações: perdas totais de uma distribuidora e perdas na rede secundária

Duas aplicações são apresentadas, a primeira voltada para a estimativa de perdas técnicas globais envolvendo todos os segmentos da distribuição tendo sido usado o mesmo exemplo do Relatório CODI (1996), e a outra uma rede secundária real de uma concessionária. São comparadas ao método SIMPLES as metodologias do CODI e da ANEEL, esta aplicada apenas no sentido descendente, caso fossem refeitos os cálculos de perdas também no sentido ascendente eliminando as perdas irregulares, os valores das perdas técnicas, a seguir mostrados como “ANEEL”, seriam menores ainda.

Exemplo do Relatório 3.2.19.34-0 do CODI (Anexo H, CODI,1996, p. 19-29):

A empresa supre 585.555 unidades consumidoras (88% monofásicas, e demais trifásicas), 2.712.393 MWh de energia anual requerida e fornecida de 2.243.327 MWh, além da demanda máxima coincidente de 496 MW. O fator de potência é 0,85, o fator de carga foi corrigido para 0,624, são 2.388 transformadores particulares, além dos próprios, tendo sido pouco alterada a potência total (1,2%) dos com rede de modo a obter a quantidade de transformadores por potência: do total de 6.344 transformadores (587.978 kVA), dos quais 5.397 com rede estimou-se 324 de potência 30 kVA, 540 de 45 kVA, 1.673 de 75 kVA e 2.860 de 112,5 kVA. Os de 150 kVA apenas sem rede.

Os resultados comparativos relativos às perdas de potência ou demanda estão na Tabela 2 em quilowatt. Verifica-se que apenas para as perdas nos transformadores e medidores os métodos apresentam resultados bem próximos. Com respeito à perda de demanda na rede primária o método do CODI apresenta o menor valor (toma um equivalente de comprimento mínimo) e o SIMPLES o resultado mais expressivo, já para a rede secundária, SIMPLES e CODI têm resultados próximos enquanto a metodologia ANEEL apresenta um valor bem inferior (37,6% do estimado pelo SIMPLES).

Tabela 2 – Perdas de potência em kW, por segmento, aplicação das três metodologias.

Segmento	Exemplo com dados do Relatório CODI, perdas [kW]		
	CODI	ANEEL	SIMPLES
Rede Primária	6.082,5	9.530,8	12.165,0
Transformadores	6.744,6	6.721,1	6.721,1
Rede Secundária	10.117,5	3.848,6	10.236,2
Ramais	590,1	2.601,2	
Medidores	871,3	871,3	871,3
Perdas Diversas	1.220,3	1.178,6	1.499,7

Para os ramais os métodos CODI e ANEEL têm valores distintos e o SIMPLES só calcula a perda de energia; para as perdas diversas todos aplicam 5% do total das perdas nos outros segmentos e nenhum calcula perdas em conexões, capacitores, etc.

Ainda para este exemplo a Tabela 3 mostra as perdas de energia por segmento em MWh/ano e os percentuais das perdas em cada segmento. Vê-se novamente que as metodologias apresentam valores próximos apenas na estimativa das perdas em transformadores e medidores; para rede primária a estimativa do CODI é a menor, os limites do SIMPLES são os maiores valores e o resultado do método ANEEL em torno da média dos outros. Já para a rede secundária é o método da ANEEL que apresenta menor resultado enquanto as estimativas obtidas pelos métodos CODI e SIMPLES são próximas (referidos ao valor do CODI as estimativas do SIMPLES estão entre 101,2% e 105,8% enquanto o valor determinado pelo método ANEEL é apenas 38,9%). Para as perdas nos ramais as divergências são significativas sendo que CODI e ANEEL estimam a menor face ao modo como consideram o fator de perdas. Para as perdas diversas, sem comentários, todos usam 5% das demais.

Quanto ao total de perdas técnicas a metodologia da ANEEL, mesmo não aplicada de modo ascendente o que reduziria mais as perdas nos vários segmentos, apresenta o menor valor, 105.784 MWh/ano, ficando cerca de 8,1% abaixo da estimativa do CODI, e 27,6% abaixo do limite inferior determinado pelo SIMPLES, entretanto o método CODI subestima as perdas na rede primária e o da ANEEL subestima as perdas na secundária.

Tabela 3 – Perdas de energia em MWh e %, por segmento, aplicação das três metodologias.

Segmento	Exemplo usando os dados do Relatório do CODI					
	Perda de energia em MWh/ano			Perda percentual de energia		
	CODI	ANEEL	SIMPLES	CODI	ANEEL	SIMPLES
Rede Primária	22.639	35.474	45.278~47.336	0,83	1,31	1,67~1,75
Transformadores	39.438	39.941	39.300~40.538	1,45	1,47	1,45~1,49
Rede Secundária	37.657	14.644	38.099~39.831	1,39	0,54	1,40~1,47
Ramais	2.197	3.056	8.792~17.584	0,08	0,11	0,32~0,65
Medidores	7.633	7.633	7.633~29.177	0,28	0,28	0,28~1,08
Perdas Diversas	5.478	5.037	6.955~8.723	0,20	0,19	0,26~0,32
Total P. Técnica	115.042	105.784	146.057~183.190	4,24	3,90	5,38~6,75
Total Comercial	354.024	363.282	323.009~285.876	13,05	13,39	11,91~10,54

A análise por segmento indica que as menores perdas estão nos ramais e medidores, e que as perdas são maiores na rede primária e nos transformadores, juntos responsáveis por 71,3% das perdas (ANEEL) ou entre 48,0% e 57,9% (SIMPLES).

Exemplo: rede secundária que atende 104 unidades consumidoras (UC), transformador de 45 kVA

Trifásica em 220/127V, com 288 metros, os dois vãos adjacentes ao transformador têm 40,9 metros e condutor com seção 70mm² CA, os demais oito vãos têm extensão de 247,1m e bitola 35 mm². Há medição registrando na saída do transformador 98.064kWh/ano, e a medida nas 104 unidades é 91.260kWh. O consumo estimado na iluminação pública é 4.717kWh, portanto a perda global anual é de 2.087kWh. A demanda máxima estimada é de 28,8kVA, fator de carga 0,4, fator de utilização

0,640 e fator de perdas de 0,196. O fator de potência é 0,95 e a resistência típica dos ramais 0,038 Ω . Aplicadas as metodologias, a Tabela 4 apresenta os valores encontrados para as perdas de energia.

Tabela 4- Perdas em kWh/ano para rede com transformador de 45 kVA atendendo 104 UC.

Segmento	Relatório CODI	NT-035/ ANEEL	Método SIMPLES		
			Limite Inferior	Prováveis Adicionais	Limite Superior
Rede Secundária	2.085	264	479	57	536
Ramais	21	271	456	539	995
Medidores	1.114	1.170	1.114	1.517	2.631
Técnicas Totais	3.221	1.705	2.049	2.113	4.162
Comerciais Totais	-1.134	382	38		-2.075

Os resultados são próximos apenas para as perdas nos medidores; para a rede secundária, o valor determinado pelo método CODI é 300% maior que o limite inferior calculado pela metodologia SIMPLES e o da ANEEL cerca de 50%. Com respeito às perdas nos ramais, tomando a estimativa ANEEL como referência, o resultado encontrado pelo método CODI é apenas 7,7% daquele e o limite inferior do SIMPLES corresponde a 168,3%. A metodologia da NT-035 (ANEEL, 2007) resulta 382kWh de perdas comerciais e para ser fiel ao método, deveriam ser recalculadas as perdas técnicas agora na direção medidor-transformador, buscando a perda regulada ou seja desconsiderando as perdas comerciais. O método CODI estima um valor superelevado para as perdas na rede secundária e chega a -1.134kWh para as perdas comerciais, e o SIMPLES propõe que o total de perdas técnicas está entre 2.049 e 4.162kWh/ano, indicando para as perdas comerciais uma faixa desde -2.075kWh até 38kWh, podendo-se concluir que é muito provável que não haja perdas comerciais nesta rede.

5. Conclusões e recomendações

- Em todos os métodos há parâmetros dinâmicos e variáveis que apresentam incertezas, como as cargas e seus fatores de potência, as assimetrias física e elétrica da rede, e o uso de valores típicos, sendo sensato se estimar as perdas técnicas de energia dentro de uma faixa ou limites prováveis;
- Na estimativa das perdas técnicas há ainda aspectos relevantes que não estão sendo considerados pelos métodos pesquisados, a exemplo do uso de fator de perdas apenas em função do fator de carga, do emprego da demanda ou da curva de carga tomadas a intervalos de quinze minutos, das maiores perdas apresentadas em transformadores reformados, do erro médio negativo devido ao envelhecimento dos medidores eletromecânicos e ainda da elevada corrente de partida dos medidores tendo em vista as cargas residenciais atuais;
- A metodologia SIMPLES considera os parâmetros mais relevantes dos diversos segmentos, e os aspectos relativos às prováveis perdas adicionais;
- Dentre as metodologias pesquisadas buscou-se comparação com aquela apresentada no Relatório CODI (1996), pois era e é usada por muitas distribuidoras e com o método da Nota Técnica 035 do órgão regulador (ANEEL, 2007). Entretanto, os três métodos simplificados do CODI, da ANEEL e o SIMPLES apresentaram resultados próximos apenas para as perdas nos transformadores de distribuição e para os medidores. Verifica-se que o método do CODI está subestimando as perdas na rede primária ao usar um equivalente de comprimento mínimo, e o da ANEEL subestimando as perdas de energia na rede secundária.
- São necessárias mais comparações com outros métodos, inclusive com aqueles que utilizam programas computacionais específicos, além da simulação de outros exemplos, de modo a consolidar melhor os resultados e conclusões.

6. Referências

- ANEEL, Nota técnica 035/SRD/ANEEL, relativa a metodologia e procedimentos para o estabelecimento de regulamentação para apuração de perdas técnicas no segmento de distribuição de energia elétrica, de 22.07.2007, e seu anexo, disponíveis em <http://www.aneel.gov.br>, acessos em 14.11.07 e em 05.12.07.
- BASTOS, P. R. F. de M.; DANTAS, P. R. P.; SILVEIRA, M. Fatores de carga e demanda típicos dos consumidores residenciais em baixa tensão. *IEEE Latin America Transaction T&D, Latin America 2004*, São Paulo, novembro de 2004.
- CCON- Comitê Coordenador de Operações Norte e Nordeste. Determinação de perdas em sistemas de distribuição. XI SENDI, Blumenau, setembro de 1992.
- CODI – Comitê de Distribuição. Método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição. Documento técnico CODI-3.2.19.34.0, agosto de 1996.
- DORTOLINA, C. & NADIRA, R. The loss that is unknown is no loss at all: a top-down/bottom-up approach for estimating distribution losses. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vo. 20. No.2, p. 1119-1125. May, 2005.
- ELLER, N.A., Arquitetura de informação para o gerenciamento de perdas comerciais de energia elétrica. 115 pp., [tese de doutorado em engenharia da produção], Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.
- GUSTAFSON, M.W., Demand, energy and marginal electric systems losses. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 9, Set., 1983.
- MÉFFE, André. Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição, [dissertação], USP, 2001.
- Ministério de Minas e Energia do Brasil, Empresa de Pesquisa Energética, Balanço Energético Nacional, edição 2007, ano-base 2006, Rio de Janeiro, EPE, 2007.
- POVEDA, M. A new method to calculate power distribution losses in environment of high unregistered loads, *Transmission and Distribution Conference*, 1999 IEEE, New Orleans, USA, 0.609-614, april, 1999.
- SUN, D. I. H., ABE, S., SHOULTS, R.R., CHEN, M. S., EICHENBERGER, P., FARRIS, D.. Calculation of energy losses in a distribution system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, N0.4, p.1347-1356, July/August, 1980.