



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Perdas Técnicas: aspectos geralmente não abordados e sugestões à Nota Técnica 035 da ANEEL

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: determinação das perdas em distribuição, métodos de cálculo de perdas, perdas técnicas, regulação das perdas.

Resumo

Este trabalho aborda as metodologias de cálculo das perdas técnicas em distribuição, por segmento, apresentando aspectos importantes que geralmente não têm sido considerados, e a descrição sucinta de um método simplificado proposto. Contém aplicações de três métodos, inclusive aquele usado na Nota Técnica da agência reguladora ANEEL sobre perdas, permitindo obter conclusões e fundamentar sugestões à referida NT. Os objetivos são: demonstrar que há muitas incertezas relativas aos parâmetros envolvidos nos cálculos; destacar aspectos atualmente não abordados como os erros médios negativos dos medidores e a sua não sensibilidade a algumas cargas; analisar as aproximações relativas ao fator de perdas; mostrar que as medições de demanda quando integralizadas em períodos de 15 minutos não se aplicam bem às perdas; sugerir que a determinação das perdas não seja determinística, sendo mais apropriada a aplicação de limites ou faixas esperadas; e subsidiar a ANEEL no aprimoramento da regulação deste tema, apresentando comentários e sugestões.

1. Introdução

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. Normalmente são tratadas nos aspectos perdas técnicas e comerciais: as primeiras são inerentes ao sistema devido à passagem da corrente elétrica nos materiais e meios físicos usados, enquanto as perdas comerciais são devido a ligações clandestinas, erros no cadastramento das unidades consumidoras, problemas apresentados na medição, unidades auto-religadas e fraudes, bem como aquelas originadas no faturamento sem medição, por exemplo, a iluminação pública.

O total de perdas de energia elétrica, conforme se verifica a partir dos dados do Balanço Energético Nacional (MME, Brasil, 2007), é da ordem de 16,8% do total da energia elétrica ofertada, aí incluídas as perdas da geração e da rede básica de transmissão, correspondendo a 70.550 GWh no ano de 2006. As perdas técnicas nas concessionárias distribuidoras do país estão entre 6% e 11% e os estudos para sua redução envolvem sempre análises técnicas, econômica e financeira. As perdas comerciais são normalmente estimadas pela diferença entre a perda global e a perda técnica; em algumas empresas as

perdas comerciais são até maiores que as técnicas, sendo sempre difícil identificar do total das perdas comerciais quanto é devido a cada uma das parcelas.

O órgão regulador, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), até o momento não tem o tema completa e devidamente regulamentado. Por ocasião do primeiro ciclo de revisões tarifárias em 2003 verificou que os contratos de concessão permitem o controle das perdas e estas influenciam na energia adquirida e, portanto, nos custos não gerenciáveis das empresas. Desde então vem realizando estudos, tendo em maio de 2006 publicado uma primeira Nota Técnica (Nº.026) na qual descreve premissas para o cálculo das perdas técnicas, e ao final de junho de 2007 divulgou a NT-035/SRD (ANEEL, 2007) na qual define uma metodologia de avaliação por nível decrescente de tensão baseada no balanço de energia, recalculando no sentido ascendente visando desconsiderar perdas irregulares.

As concessionárias de distribuição em geral dispõem de métodos e programas computacionais específicos para quantificação do total das perdas técnicas; tais métodos requerem o conhecimento da topologia da rede de distribuição e vários outros dados, a exemplo dos fatores de carga e de perdas ou da curva de carga, os quais são muitas vezes estimados ou obtidos após dispendiosas campanhas de medição, visto serem indispensáveis nos cálculos das perdas técnicas.

Em termos de metodologia, as perdas são normalmente apuradas por nível de tensão, mas há grande incerteza com respeito a muitas das variáveis de maior influência nos cálculos, bem como há aspectos que não têm sido observados, como por exemplo, a curva de carga dos consumidores para uso na determinação das perdas em ramais e redes secundárias. Tal curva deve ser obtida com intervalo de integração da ordem de um minuto, e ser tomada em quilovoltampere para já incorporar as variações do fator de potência; também os medidores eletromecânicos funcionam com correntes de partidas elevadas e não tem sido considerado o erro médio devido ao envelhecimento.

O trabalho utiliza um método simplificado (denominado SIMPLES) para estimativa das perdas técnicas, que é de fácil implantação e incorpora alguns dos aspectos não considerados pelos demais. São comparados estes e outros métodos em dois estudos de caso permitindo consolidar as sugestões à Nota Técnica NT-035/SRD (ANEEL,2007) e obter outras conclusões, dentre as quais: subestima as perdas na rede secundária e nos medidores, e o único exemplo numérico apresentado não caracteriza bem qualquer das concessionárias brasileiras.

Este artigo recomenda tratar as perdas técnicas não de um modo determinístico, mas que as estimativas para os segmentos conduzam a uma faixa provável, sugere o aprofundamento de estudos e que haja alguma tolerância com as perdas irregulares, as comerciais, pois mesmo sabendo que oneram as tarifas, erradicá-las por completo requer muita despesa e até mesmo mudança cultural.

2. Métodos mais usados para cálculo das perdas técnicas

Os estudos desenvolvidos em concessionárias e os artigos apresentados em revistas e seminários normalmente envolvem três aspectos;

- Determinação das perdas globais das concessionárias e quantificação por segmento;
- O modo como determinar perdas de energia a partir do cálculo da perda de demanda através dos estudos de fluxo de potência em carga máxima;
- Caracterização da carga e/ou sua tipificação.

A identificação das parcelas de perdas por segmento da distribuição registra vários estudos nos anos 1980 dentre os quais se destacam aquele que aborda perdas em alimentadores e transformadores com desenvolvimento de um software que permite modelar a carga em potência constante, impedância constante ou um misto (SUN & ABE & SHOULTS & CHEN & EICHENBERGER & FARRIS, 1980), e outro que trata das perdas na transmissão, distribuição e outras não técnicas, procurando estabelecer correlações entre as perdas técnicas e o consumo global (GUSTAFSON, 1989).

Na década de 1990, dentre outros, há o Relatório do Comitê Coordenador de Operações Norte e Nordeste – CCON, intitulado “Determinação de perdas em sistemas de distribuição” (CCON, 1992), e

o Relatório do Comitê de Distribuição- CODI, “Método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição” (CODI, 1996), os quais propõem métodos específicos para a determinação de estimativas de perdas nos diversos segmentos, embora em alguns casos usem expressões oriundas de métodos de regressão ou equações que calculam as perdas em redes típicas.

Por fim, nos últimos anos destacam-se os estudos de alguns pesquisadores (POVEDA, 1999), (MÉFFE, 2001), (CIPOLI e outros, 2001), (ELLER, 2003), que além de abordarem a quantificação das perdas totais das concessionárias, propõem um tratamento diferenciado para a carga, sugerindo o acompanhamento da variação da demanda registrada a cada 15 minutos como em Poveda (1999), ou aceitando outras variações da carga a exemplo da caracterização das curvas de carga diárias típicas por classe de consumidores, incorporadas nas metodologias dos outros dois autores, Cipoli e Méffe. Já Nery Eller (2003) propõe uma curva de carga normal típica dividida em patamares, os quais estão relacionados à demanda máxima pelo que ele denomina “fatores de redução”.

A determinação das perdas de energia na grande maioria dos métodos é feita através do cálculo da perda de demanda fruto dos estudos de fluxo de potência em carga máxima e da utilização do “Fator de Perdas”, que relaciona a perda de demanda média e a perda de demanda máxima.

A ANEEL até o momento não regulamentou as perdas, mas as tem considerado no segundo ciclo de revisões tarifárias e divulgou recentemente a NT-035/SRD (2007) na qual define uma proposta de metodologia por nível decrescente/ascendente de tensão, baseada no balanço de energia. Diferentemente dos demais métodos, 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 perdas; calculadas todas as denominadas “perdas a fio” nos diversos 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 (NT-035/SRD/ANEEL, ANEEL, 2007).

Com respeito às linhas de subtransmissão e subestações abaixadoras, normalmente são calculadas as perdas de demanda através de programas computacionais de fluxo de potência na situação de carga máxima, fazendo-se a passagem para as perdas de energia através do fator de perdas calculado a partir do fator de carga. Há empresas que também simulam as cargas mínima e média, e para determinação das perdas de energia fazem uso da estimativa do número de horas por ano nas várias situações.

Para os demais segmentos um método muito utilizado no setor é o do Relatório CODI, mas com a divulgação da NT-035/ANEEL esta nova metodologia também deve ser aplicada. Em alguns aspectos como perdas nos transformadores tais métodos são semelhantes bem como no que tange a perdas na rede primária, ambos com expressões relativas às zonas de ação dos alimentadores. Estes dois métodos são de fácil implementação, permitem cálculos rápidos, estimativas consistentes na maioria dos casos, embora trabalhem com equações obtidas através de recorrências estatísticas, redes típicas, comprimentos médios, condutores padronizados e outras aproximações.

Métodos de alguns estudos (MÉFFE, 2001)-(CIPOLI et al, 2001)-(ELLER,2001) foram aperfeiçoados e deram origem a programas computacionais específicos que têm sido usados pelas concessionárias de distribuição. Entretanto, tais programas normalmente requerem o conhecimento real das redes, cadastro físico atualizado, o conhecimento das curvas de cargas em diversos pontos, e há demora no processamento de médios e grandes sistemas; de nada adianta uma empresa ter uma boa ferramenta computacional se não tem cadastro atualizado e continua usando dados médios ou típicos.

Aqui é resumida a metodologia própria denominada “SIMPLES” que usa redes primárias e secundárias típicas, não requer número excessivo de dados e trabalha com uma faixa esperada para as perdas técnicas nos segmentos; o limite inferior é determinado através de expressões e modelos consagrados, e o limite superior incorpora o que se pode chamar de “perdas adicionais prováveis”,

oriundas de algumas incertezas existentes especialmente com respeito ao fator de potência das cargas, à curva de carga típica, e a aspectos geralmente não abordados em outros métodos. Os resultados do SIMPLES são coerentes quando comparados a outros métodos.

3. Aspectos importantes, em geral não abordados

No caso das metodologias do CODI (1996) e ANEEL (2007), por usarem dados típicos da rede, bitolas de cabos padronizadas, fator de potência médio, fator de perdas e outros parâmetros semelhantes, são eficazes no cálculo da perda total de uma empresa, mas podem conduzir a erros significativos quando se deseja estudar a área de uma regional ou apenas de uma subestação; mesmo para a perda técnica total melhor seria não usar valores médios para diversos parâmetros mas proceder uma análise de sensibilidade ou a simulação com valores extremos, o que resultaria numa faixa ou em valores limites dentro dos quais estariam as perdas, o que seria algo mais consistente.

Quando empregam programas computacionais que requerem a real configuração das redes, o uso de fatores de potência ou de perdas específicos, e curvas de cargas obtidas através de campanhas de medição, as empresas devem se empenhar em manter atualizados os dados cadastrais, em realizar medições para obtenção de dados e em gerenciar a rede visando o uso adequado da ferramenta.

Há ainda outros aspectos importantes não considerados tanto nos métodos que empregam os citados programas computacionais como naqueles que usam redes e dados típicos (ANEEL, 2007, e CODI, 1996), que também podem conduzir a estimativas não corretas para as perdas técnicas:

- ✓ O uso de fator de perdas tomado apenas em função do fator de carga, pois também depende significativamente da duração da ponta e da relação entre as demandas máxima e mínima;
- ✓ O emprego dos valores de norma para as perdas no ferro e no cobre de transformadores, visto que muitas concessionárias utilizam transformadores reformados e não havendo maior acompanhamento ou exigência de ensaios, por vezes os valores de tais perdas superam os citados valores de norma (algo semelhante ao que ocorre no rebobinamento de motores);
- ✓ A não consideração do envelhecimento dos medidores eletromecânicos ou seu real estado em campo, pois com o tempo tendem a apresentar erros negativos devido aos desgastes das engrenagens e aumento de atritos em mancais;
- ✓ As elevadas correntes de partida dos medidores em contraponto às pequenas correntes solicitadas por alguns equipamentos ou lâmpadas residenciais.
- ✓ A utilização de curvas de carga com demandas tomadas a intervalos de 15 minutos, não traduzindo a real situação das perdas especialmente nos ramais e na rede secundária.

Para o fator de perdas foram feitas simulações para distintas curvas de carga, fazendo-se variar a duração da ponta e a relação entre as demandas máxima e mínima, sendo mantido o mesmo fator de carga. 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; mantida fixa a duração da ponta, um acréscimo de 50% na relação das demandas pode aumentar até 25% o fator de perdas.

A questão dos transformadores reformados requer maior preocupação e acompanhamento tendo em vista a experiência observada na UFBA: de três unidades reformadas, duas apresentaram perdas no ferro (30% e 72%) e no cobre (14% e 24%) superiores aos máximos das normas brasileiras.

Para os medidores, a instalação dos mesmos com inclinação superior a dez graus já conduz a erros; com o tempo, por degeneração, os mancais tendem apenas a aumento de atrito e as engrenagens sofrem desgaste e tendem a apresentar erro médio negativo. Sugere-se que sejam acompanhados os resultados das aferições e inspeções feitas em campo e se tome o erro médio deste conjunto.

Quanto à corrente de partida, atualmente há uma série de eletrodomésticos e equipamentos de baixo consumo ou que passam a maior parte do dia em *stand-by*, bem como se difundiu muito o uso de lâmpadas fluorescentes compactas após o racionamento de energia, e a corrente de partida se manteve em 0,8% da nominal o que significa que cargas até 26W em 220V certamente não estão sendo “vistas”

pelos medidores, cujos projetos estão obsoletos. Isto é uma perda técnica significativa: no atendimento de 100 unidades com consumo médio de 80kWh/mês, se 10% tiverem o hábito de manter acesa uma lâmpada incandescente de 25W à noite, a perda é de 0,75% da energia faturada!

Por fim, mostra-se que a demanda das curvas de carga tomadas a intervalos de quinze minutos como é praxe na medição, é válida para avaliação de carregamentos de transformadores ou outras análises, mas 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:

$$P_{rm} = mRI^2 \quad [W] \quad (1)$$

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.

Para a perda de energia a maioria dos estudos passam da perda de potência à perda de energia através do fator de perdas. Aqueles que consideram a curva de carga diária típica em patamares de demanda (ELLER, 2003) ou aqueles que consideram a demanda medida, integralizada a intervalos de 15 minutos, tratam a energia perdida como um somatório da potência perdida no intervalo multiplicado por este intervalo; é o caso de Méffe (2001) que no cálculo da perda de energia, conforme equação abaixo, toma 96 intervalos de demanda medida a intervalos de quinze minutos, Δt_i de 0,25 hora:

$$E_{rm} = \sum_{i=1}^{96} mRI_i^2 \Delta t_i \quad [Wh] \quad (2)$$

Seja um ramal monofásico que atende uma unidade consumidora residencial na qual é ligado um eletrodoméstico de potência “ D_i ” durante um tempo t_1 , inferior a quinze minutos que é o intervalo de integração (T) da demanda, na tensão nominal V, conforme ilustra a Figura 1.

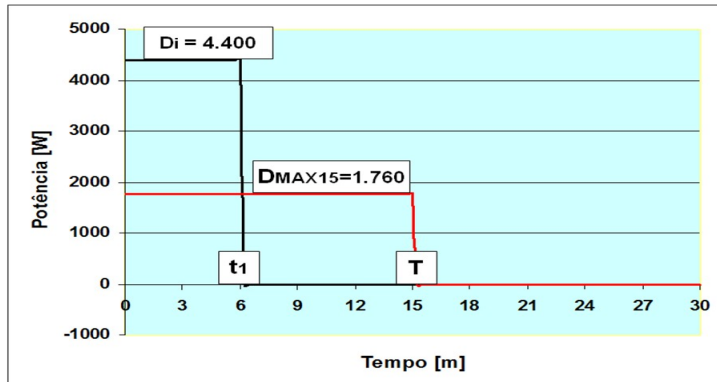


Figura 1 – Carga de potência D_i ligada durante tempo t_1 inferior a 15 minutos (T)

Tendo o ramal o comprimento “X” e a resistência R em ohms, como em geral na ligação monofásica o ramal e o neutro têm mesma bitola, pode-se dizer que a perda de potência no ramal (1), é dada por:

$$P_{rm} = 2RI^2 = 2R\left(\frac{D_i}{V}\right)^2 = \frac{2R}{V^2}(D_i^2) \quad [W] \quad (3)$$

E a perda de energia:

$$E_{rm} = 2RI^2 t_1 = \frac{2R}{V^2}(D_i^2) t_1 \quad [Wh] \quad (4)$$

As medições buscando-se identificar a curva de carga típica da unidade consumidora são normalmente feitas com o intervalo de integração, T de 15 minutos. A demanda integralizado em 15 minutos é:

$$D_{MAX15} = \frac{D_i t_1}{T} \quad [W] \quad (5)$$

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

$$P_{rm15} = 2R\left(\frac{D_{MAX15}}{V}\right)^2 = \frac{2R}{V^2} \left[\frac{D_i t_1}{T}\right]^2 = P_{rm} \left[\frac{t_1}{T}\right]^2 \quad [\text{W}] \quad (6)$$

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

$$E_{rm15} = P_{rm15} T = \frac{2R}{V^2} D_i^2 \left(\frac{t_1}{T}\right)^2 T = E_{rm} \left(\frac{t_1}{T}\right) \quad [\text{Wh}] \quad (7)$$

Conclui-se que somente não ocorrerá erro quando coincidirem o período de integralização do equipamento de medição e o tempo de utilização do eletrodoméstico. Havendo a integralização da demanda em 15 minutos, sempre que o eletrodoméstico fique ligado por um período t_1 inferior ao período de integralização 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) .

Exemplo: Um chuveiro de potência nominal 4.400W, 220V, ligação monofásica cujos condutores do ramal de ligação tenham 15m de comprimento e resistência de 0,0225 Ohms (1,5 Ω /km), ligado por 6 minutos. A perda de demanda no ramal é 18 W calculada por (1). Como $t_1 = 0,1$ hora. Então: $E_{rm} = 1,8$ Wh Isto representa 0,4% da energia consumida pelo equipamento no período!

Perdas de potência e de energia calculadas considerando a demanda integralizada em 15 minutos conduzem a $D_{max15} = 4.400 \times (6/15) = 1.760\text{W}$, corrente média é de 8 A. As perdas, expressões (6) e (7) resultam em 2,88 W, ou apenas 16% do valor real! Também, $E_{rm15} = 2,88T = 0,72$ Wh, ou 40% do valor real! Vê-se que para a perda de energia elétrica considerar 0,72 Wh quando o valor real é 1,8Wh, corresponde um erro negativo proporcional a (t_1/T) , como visto anteriormente.

O método SIMPLES usa parâmetros médios, redes típicas, e trabalha com uma faixa esperada para as perdas técnicas. No item anterior já foram feitas considerações sobre os limites desta faixa, cabendo acrescentar que são feitas hipóteses quanto ao tempo de uso dos eletrodomésticos nas residências (na maioria dos casos inferior a 15 minutos) e quanto aos erros médios negativos dos medidores em campo, parcelas das “perdas adicionais prováveis”.

Para a rede primária, o SIMPLES considera a carga uniformemente distribuída; calcula apenas as perdas no tronco, pois após simulações de vários alimentadores se viu que as perdas nas derivações em geral se situam entre 10% a 15% das perdas de potência do tronco. Verifica-se que há duas incertezas associadas às “prováveis perdas adicionais” que são: admitir um fator de potência médio único para todo o alimentador associado à situação de demanda máxima visto que é sabido que o fator de potência varia ao longo dos dias, além da estimativa do percentual das perdas nas derivações. O limite inferior das perdas é calculado considerando a média das demandas máximas, o fator de potência médio e as perdas nas derivações em 10%; para o limite superior se acresce 5% face à possibilidade de que as perdas fora do tronco possam atingir até 15%.

Para as perdas nos transformadores as maiores incertezas estão no uso e acompanhamento dos transformadores reformados, e na determinação do fator de utilização considerando o carregamento em kVA (alerta às distribuidoras que em suas “campanhas de medidas” medem apenas demanda máxima em quilowatt visto que o fator de utilização usado pode estar incorreto!). O limite inferior é determinado pelas perdas no cobre e núcleo de modo análogo às demais metodologias e no cálculo do limite superior foram consideradas apenas hipóteses sobre perdas a maior em transformadores recuperados: tomou-se uma taxa de avaria de transformadores de 3,5% ao ano, e que 60% destes são recuperados em oficinas; sendo uma prática existente há cerca de 20 anos é provável que uma distribuidora tenha em sua rede 42% de transformadores já recuperados. Caso 30% destes transformadores recuperados apresente um adicional de 25% de perdas, tem-se um acréscimo de 3,15% em relação ao limite inferior anteriormente calculado.

Com respeito a redes secundárias, para as diversas tensões nominais e potências dos transformadores, são associadas redes com comprimentos crescentes em função das potências dos transformadores; os quatro vãos próximos ao transformador têm secção maior que os demais e têm 25m. Para o limite

inferior das perdas considera-se a tensão nominal, o transformador localizado no centro geométrico da rede, o fator de potência médio, a carga uniformemente distribuída, fator de assimetria de 1,1 e fator de perdas. As perdas podem ser maiores: há incertezas quanto aos valores da tensão que devem diferir da nominal, quanto ao fator de potência que não é o mesmo ao longo de toda a rede secundária, além das associadas a assimetrias e desequilíbrios. Para o limite superior de perdas considera-se um adicional aplicando o fator de potência 0,92 para aqueles antes assumidos maiores, e outro acréscimo elevando o fator de desequilíbrio a 1,15 em lugar de 1,1, valor aparentemente mais coerente.

Outra característica particular do SIMPLES é o cálculo das perdas nos ramais. Face à dificuldade de se avaliar os fatores de carga e de perda para unidades em baixa tensão, optou-se por um cálculo direto da perda de energia como um percentual da carga suprida, não sendo necessária a etapa de cálculo da perda de potência nem o uso do fator de perda. Trabalha-se com as unidades monofásicas equivalentes (uma unidade trifásica equivale a três monofásicas) e do consumo total medido na rede secundária se determina o consumo médio mensal por unidade equivalente. São tomadas as bitolas mais usadas e as tensões secundárias padronizadas (220/127V e 380/220V), além de curvas de carga residenciais típicas, determinado-se 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).

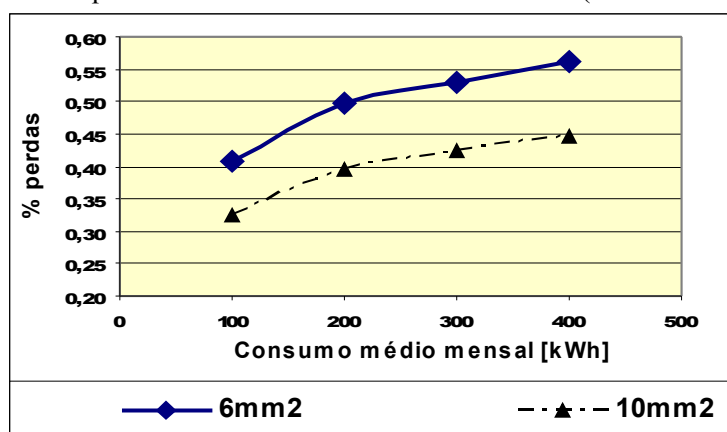


Figura 2 – Percentual de perdas no ramal em 127 V, função do consumo médio.

Para o limite mínimo de perdas nos ramais, condutor de seção 6mm², 15m de comprimento, suprimento em 127V monofásico, para faixas de consumo desde 100kWh a 400kWh as perdas percentuais em relação ao consumo variam de 0,41% a 0,56%, respectivamente. Na tensão de 220V é três vezes menor e para outros valores de resistência ou comprimento, deve-se fazer a proporcionalidade. Para o limite superior há um adicional devido à utilização de eletrodomésticos por tempo inferior a 15 minutos (tomou-se 7,5 minutos, adicional de 100%), e outra devido ao fator de potência das cargas não ser unitário, tendo-se tomado o fator de potência médio de 0,92.

As perdas de energia nos medidores têm seu limite inferior calculado na base de 1,2W por bobina de tensão. O limite superior incorpora hipóteses de 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 relativas às cargas com corrente menor que a de partida (20% das unidades consumidoras durante 8 horas/dia suprem cargas cujas correntes são inferiores a 90% da corrente de partida)

4. Aplicações e comparações, dois estudos de caso

Para a estimativa das perdas técnicas globais envolvendo todos os segmentos da distribuição, foram consideradas como estudos de caso as redes dos exemplos contidos na NT-035/SRD (ANEEL,2007) e no Relatório CODI (1996), sendo aplicados três métodos, aqueles destas duas referências e o SIMPLES. Como nos cálculos as metodologias requerem alguns dados particulares, foram necessários em ambos os exemplos estimar alguns parâmetros, sendo estes os dados mais importantes:

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

585.555 unidades consumidoras supridas (88% monofásicas, e demais trifásicas), 2.712.393 MWh de energia anual requerida, e fornecida de 2.243.327 MWh. Demanda máxima coincidente de 496 MW, fator de potência 0,85, o fator de carga foi corrigido para 0,624 (há engano no original 0,642); são 2.388 transformadores particulares, além dos próprios, tendo sido pouco alterada a potência total dos com rede (1,2%) de modo a estimar a quantidade de transformadores por potência, conforme Tabela 1. Demais dados constam do original.

Tabela 1 – Quantidade e potência dos transformadores com e sem rede secundária, por potência.

Potência [kVA]	Com Rede	Sem rede	Total	Potência total [kVA]
30	324	0	324	9.720
45	540	6	546	24.570
75	1.673	234	1.907	143.025
112,5	2.860	457	3.317	373.162,5
150	0	250	250	37.500
Total	5.397	947	6.344	587.978

b) Exemplo da NT-035/ANEEL (ANEEL, 2007, item 6, p.76-89)

32.053 consumidores em BT, 118.309 MWh de energia injetada no nível A4 e fornecidos: 60.000 MWh em BT, 25.000 MWh em MT e outros 2.000 MWh (possivelmente iluminação pública). Demanda máxima coincidente de 21,34 MW, uma SE e 4 alimentadores em 13,8kV, fator de carga de 0,633 e fator de potência 0,92. Fator de utilização na SE é 0,928 (no original foi considerado 0,95), rede primária com tronco em 336kCM CA e derivações 1/0 AWG CA, demanda máxima 5,336MW/alimentador. Transformadores 301 MT/BT com rede, 208 sem rede, sem dados dos particulares, potência total dos transformadores 28.245kVA; carregamento médio 1,03 os de 45kVA com rede e 1,1 os de 75kVA (dados da NT incoerentes pois no cálculo das perdas nos transformadores os carregamentos são menores). Secundário em 220/127V, fator de potência 0,95, os transformadores de 45kVA com rede de 300m, $R=1,1 \Omega/\text{km}$ e 4 “trechos elementares”, a rede dos de 75kVA, com 500m, oito trechos e $R=0,8 \Omega/\text{km}$, e fator de desequilíbrio típico de 1,1. Ramal com $r = 1,5 \Omega/\text{km}$, média de 10,0m para 18.403 unidades e de 15 metros para as outras, todas bifásicas.

Comparação das metodologias para as duas redes consideradas:

Para os dois exemplos foram calculadas as perdas de demanda e energia aplicando-se os três métodos, e os resultados estão nas Tabelas 2 a 4. A aplicação do método da ANEEL foi feita apenas no sentido descendente, porém para ser fiel se deveria recalculá-lo de modo ascendente reduzindo mais as perdas técnicas devido à não circulação das “perdas irregulares”. As perdas de potência (ou demanda) em quilowatt são mostradas na Tabela 2; verifica-se que apenas no cálculo das perdas nos transformadores e medidores os resultados numéricos dos três métodos estão bastante próximos.

Com respeito à perda de demanda na rede primária o método do CODI apresentou os menores valores nos dois exemplos, o que seria esperado, pois trabalha com um equivalente de comprimento mínimo; os resultados mais expressivos são o do SIMPLES no primeiro exemplo, e o da ANEEL para o segundo. Para as perdas de demanda na rede secundária, SIMPLES e CODI têm resultados próximos no primeiro exemplo enquanto a metodologia ANEEL apresenta um valor bem inferior (37,6% daquele estimado pelo SIMPLES); já no segundo caso estão próximos os resultados da ANEEL e SIMPLES, e o método CODI superestima o resultado (291,8% em relação ao SIMPLES).

No método da ANEEL os valores das perdas na rede secundária variam muito dependendo da tipologia escolhida, requerendo do usuário sensibilidade e conhecimento das redes. Para as perdas de potência nos ramais, as estimativas do método da ANEEL são bem maiores que as do CODI em ambos os exemplos e o SIMPLES não as calcula.

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

Segmento	Dados do Exemplo do Relatório CODI			Dados do Exemplo da NT-035/ANEEL		
	CODI	ANEEL	SIMPLES	CODI	ANEEL	SIMPLES
Rede Primária	6.082,5	9.530,8	12.165,0	137,6	660,0	394,8
Transformadores	6.744,6	6.721,1	6.721,1	329,2	329,2	329,2
Rede Secundária	10.117,5	3.848,6	10.236,2	1.943,0	789,5	665,9
Ramais	590,1	2.601,2		7,4	21,6	
Medidores	871,3	871,3	871,3	76,9	76,9	76,9
Perdas Diversas	1.220,3	1.178,6	1.499,7	124,7	93,9	73,3

Por fim, para as perdas diversas, nenhum destes métodos está baseado no número de conexões, capacitores, etc, apenas aplicado-se o percentual de 5% sobre o total de perdas dos outros segmentos.

A Tabela 3 compara os resultados para a rede que é exemplo no Relatório CODI: traz as perdas de energia por segmento em MWh/ano e as contribuições percentuais das perdas em cada segmento.

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

Segmento	Exemplo com dados do Relatório do CODI					
	Perda de energia em MWh/ano			Perda percentual de energia		
	CODI	ANEEL	Simplex	CODI	ANEEL	Simplex
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	183.190~146.057	4,24	3,90	6,75~5,38
Total Comercial	354.024	363.282	285.876~323.009	13,05	13,39	10,54~11,91

Pelos resultados obtidos verifica-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, 63,8% sendo referência o resultado pelo método ANEEL, e os resultados do SIMPLES entre 127,6% e 133,5% daquele valor. 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 (se o valor do CODI for referência a estimativa pelo SIMPLES estaria entre 101,2% e 105,8% enquanto o valor determinado pelo método ANEEL seria apenas 38,9%).

Para as perdas nos ramais as divergências são acentuadas, com os métodos do CODI e da ANEEL apresentando valores bem inferiores mesmo ao limite inferior do SIMPLES, devido ao modo como consideram o fator de perdas. Para as perdas diversas não cabe comentários visto terem sido estimadas sobre o percentual de 5% das demais.

Quanto ao total de perdas técnicas a metodologia da ANEEL apresenta o menor valor, 105.784 MWh/ano, 8,1% abaixo da estimativa do CODI, e 27,6% abaixo do limite inferior determinado pelo SIMPLES; caso fosse aplicado o método da ANEEL a rigor, recalculando no sentido ascendente eliminando as perdas irregulares, as perdas em todos os segmentos diminuiriam mais ainda. Não se deve ver isoladamente o total de perdas, pois o método CODI subestima as perdas na rede primária e o da ANEEL subestima na secundária. A análise por segmento indica que as menores perdas estão nos ramais e medidores; as maiores estão na rede primária e nos transformadores que juntos representam 71,3% das perdas (ANEEL) ou de 48,0% a 57,9%% (SIMPLES).

A Tabela 4 traz as estimativas das perdas de energia determinadas pelos três métodos para a rede que serve de exemplo à NT-035/ANEEL. De novo as metodologias apresentam estimativas próximas somente para as perdas em transformadores e medidores; para rede primária a do CODI apresenta os menores resultados e para a rede secundária é o método da ANEEL. Para a rede secundária, de modo distinto do exemplo anterior, neste estão próximas as estimativas do SIMPLES e da ANEEL porém, o

valor encontrado pelo método CODI é significativamente mais elevado (7.408MWh). Para as perdas nos ramais também os métodos ANEEL e SIMPLES se aproximam, mas a metodologia CODI indica um valor bastante inferior (apenas 19% do valor determinado pelo método da ANEEL).

Tabela 4 – Perdas de energia em MWh e %, por segmento, aplicação das três metodologias.

Segmento	Exemplo com dados da NT-035/ANEEL					
	Perda de energia em kWh/ano			Perda percentual de energia		
	CODI	ANEEL	SIMPLES	CODI	ANEEL	SIMPLES
Rede Primária	525	2.492	1.505~1.573	0,44	2,11	1,27~1,33
Transformadores	1.906	1.861	1.906~1.966	1,61	1,57	1,61~1,66
Rede Secundária	7.408	2.899	2.793~3.088	6,26	2,45	2,36~2,61
Ramais	28	147	119~245	0,02	0,12	0,10~0,21
Medidores	674	674	674~1.380	0,57	0,57	0,57~1,17
Perdas Diversas	527	404	350~413	0,45	0,34	0,30~0,35
Total P. Técnica	11.068	8.477	8.666~7.346	9,36	7,16	7,32~6,21
Total Comercial	20.241	22.832	22.643~23.963	17,11	19,30	19,14~20,25

Com relação ao total das perdas técnicas, conforme ANEEL o valor é 8.477MWh e está dentro dos limites do SIMPLES, porém o valor encontrado pelo método do CODI é 30,6% maior que o da ANEEL. Em percentuais a estimativa do total das perdas técnicas pelo método ANEEL é de 7,16% e pelo método CODI é 9,36%. Em termos de concentração das perdas, todos indicam as menores perdas nos ramais e as maiores na rede secundária, havendo divergências quanto ao segundo segmento mais representativo (transformadores segundo CODI e Simples).

5. Sugestões e comentários relativos à Nota Técnica-035 da ANEEL

É ótimo que a ANEEL continue preocupada e interessada em regulamentar o tema perdas, entretanto da NT-035 saltam à vista de imediato: a ausência de referências bibliográficas, a não divulgação da equipe técnica ou consultoria envolvida e conter apenas um exemplo, não adequado à realidade das empresas nacionais (a empresa tem só uma SE, quatro alimentadores e 32 mil consumidores).

É recomendável a utilização de métodos simplificados, mas deve-se incentivar para que as empresas tenham um banco de dados atualizado com o cadastro das redes e utilizem programas computacionais específicos, auditáveis, para o cálculo das perdas, o que não significa que a Agência priorize algum.

É louvável a não aceitação das perdas irregulares, e isto já aparece em Nadira & Dortolina (2005) junto com indicadores e melhores práticas (*benchmarking*), entretanto, como mostrado, as perdas técnicas deveriam ser estimadas dentro de uma faixa provável face à sazonalidade, dinâmica e incerteza de algumas variáveis e parâmetros significativos como a curva de carga dos consumidores, demanda máxima, o fator de potência nas redes, o fator de perdas e sua relação com o fator de carga (bem analisado na NT), o crescimento da carga, e devido à influência do pequeno período de uso de equipamentos.

Não é considerado na NT aquilo aqui mostrado relativo aos projetos dos medidores desatualizados quanto a corrente de partida, podendo não registrar o consumo de pequenas cargas de iluminação ou dos equipamentos em stand-by quando funcionando isoladamente, além da apresentação de erros médios negativos ao longo da sua vida útil.

Foi mostrado que as medições de demanda e curva de carga integralizados em 15 minutos não são adequadas para o cálculo das perdas de energia, devendo-se pesquisar mais este aspecto.

Pelos exemplos numéricos analisados apenas as perdas em transformadores e em medidores apresentam resultados próximos. Na determinação das perdas nas redes primárias a metodologia da ANEEL apresentou resultados bem superiores ao método do CODI nos dois casos e em comparação com o SIMPLES, menor no primeiro exemplo e superior no segundo. Quanto às perdas de energia na rede secundária o método da NT apresentou estimativas bem inferiores aos outros dois; em outros estudos comparativos específicos com redes secundárias o método da ANEEL mostrou resultados

também inferiores aos demais sendo muito suscetível à tipologia escolhida. Com relação aos ramais os resultados são razoavelmente distintos. A comparação usando outros exemplos e os softwares disponíveis devem consolidar melhor o assunto.

Por fim, que as perdas irregulares não sejam tratadas com “tolerância zero” podendo-se aceitar uma parcela diferenciada conforme os seus patamares. Isto porque o combate à inadimplência e às perdas comerciais tem analogias: envolvem turmas de corte ou de inspeção além das respectivas políticas gerenciais, mas, por exemplo, elevar a arrecadação das contas pagas com até dez dias de atraso de um índice de 89% para 92% requer um esforço e determinados recursos, já aumentar os mesmos três pontos percentuais de 95% para 98% requer muito mais, uma sistemática contínua e mudança cultural.

6. Conclusões e recomendações

- Dentre as metodologias pesquisadas aquelas que apresentam maiores facilidades de cálculo e um bom embasamento matemático são as do Relatório CODI (1996) e da ANEEL (2007). Aquelas apresentadas em Méffe (2001) e Eller (2003) são também consistentes, porém demandam uma grande necessidade de dados físicos das redes e muitas medições das curvas de carga, além da utilização de programas computacionais específicos. A metodologia SIMPLES considera os parâmetros mais relevantes dos diversos segmentos, e apresenta resultados coerentes.

- Todos os métodos usam o fator de perdas que deve ser melhor estudado e pesquisado, visto que além da relação com o fator de carga o mesmo varia com a duração da ponta e a relação entre as demandas máxima e mínima na curva de carga típica. Mantido o fator de carga, o fator de perdas cresce à medida que é maior a duração da ponta, e também cresce quando se aumenta a relação entre as demandas máxima e mínima da curva de carga. A análise estatística realizada pela ANEEL relativa a fatores de perda nos níveis de tensão A4 e B, concluiu que “o desvio padrão é menor para fatores de carga maiores” (ANEEL, 2007, p.120-122), entretanto a maioria das unidades residenciais e comerciais tem fatores de carga pequenos. Recomenda-se uma análise por região e segmento.

- As medições para identificar demandas máximas ou curvas de carga devem adequar o período de integralização a tempos bem inferiores a 15 minutos, pois se verificou que há erros enormes nos cálculos das perdas de energia em ramais e rede secundária tendo em vista que os períodos de utilização dos equipamentos e eletrodomésticos nas residências em geral são inferiores a 15 minutos.

- Os aspectos relativos às prováveis perdas adicionais consideradas no SIMPLES são consistentes e merecem estudos mais profundos, principalmente no que tange às perdas em transformadores de distribuição recuperados, aos erros médios negativos apresentados pelos medidores eletromecânicos ao longo da vida útil e aos elevados valores das correntes de partida, às perdas na rede secundária face aos desequilíbrios elétrico e físico sempre existentes, além do fator de potência que varia muito.

- Que as perdas técnicas sejam determinadas dentro de uma faixa provável e não de modo determinístico, devido à dinâmica e incerteza de algumas variáveis e parâmetros significativos a exemplo da curva de carga dos consumidores e dos fatores de perda.

- As comparações entre os métodos do CODI, da ANEEL (aplicado só no sentido descendente) e o SIMPLES mostram resultados próximos para as perdas nos transformadores de distribuição e nos medidores; para a rede secundária o método da ANEEL chega a estimativas bastante inferiores que os demais, e para as perdas na rede primária é o método do CODI que subestima, ao tomar rede equivalente de comprimento mínimo. As perdas nas redes secundárias e ramais merecem aprofundamento dos estudos e maior número de simulações de casos reais, especialmente pela ANEEL que dispõe de dados de várias empresas.

- Sugere-se que as perdas irregulares ou comerciais não sejam tratadas com tolerância zero visto que sempre oneram as tarifas e conseqüentemente os consumidores regulares, seja quando da existência de valores elevados destas perdas seja quando da identificação e combate de pequenas parcelas. No item anterior já foram apresentadas esta sugestão e outras conclusões relativas à NT-035/ANEEL.

7. Referências bibliográficas

- 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>, acesso em 14.11.07.
- CCON- Comitê Coordenador de Operações Norte e Nordeste. Determinação de perdas em sistemas de distribuição. XI SENDI, Blumenau, setembro de 1992.
- CIPOLI, e outros. Metodologia para avaliação e medição das perdas técnicas, comerciais e totais da distribuição. I Congresso de Inovação Tecnológica de Energia Elétrica, Brasília, 2001.
- 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.
- 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., Baylor, J. S.. Approximating the system losses equation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 3, p.850-855, August, 1989.
- MÉFFE, André. Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição, [dissertação], USP, 2001.
- MME - Ministério de Minas e Energia do Brasil, Empresa de Pesquisa Energética, Balanço Energético Nacional, edição 2007, ano-base 2006, Rio de Janeiro, EPE, 2007.
- NADIRA, R. e DORTOLINA, C. 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.
- 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.