

SENDI 2004

## XVI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**Proposta De Metodologia Para Análise De Perdas Em Alimentadores Considerando Os Níveis De Tensão De Atendimento**

**Alvarenga, M. B.\*, Oliveira, A. M. , Brigatto, G. A. A.,  
do Valle A. C. M., Da Cruz. L. F.**

**Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal de Goiás**

*marcosbalduino@cefetgo.br, melo@eee.ufg.br, gelson@eee.ufg.br,  
anaclaudia@eee.ufg.br, luizfan@bol.com.br*

**Palavras-chave:**

**Cálculo de fluxo de potência, perdas em alimentadores de distribuição, perfil de carga típico unitário, perfil de tensão.**

**Resumo:**

A redução de perdas de energia é uma parte importante do problema geral de controle, planejamento e projeto de sistemas de potência, em particular, sistemas de distribuição. Considerando-se que não é factível medir as perdas diretamente, desenvolver um procedimento para estimá-las torna-se um problema de grande relevância. Vários modelos de estimação de regimes de operação e, correspondentemente, perdas de energia, são desenvolvidos com base em dados que provêm de diferentes fontes: medidas periódicas de consumo de energia, faturamento, curvas estimadas de carga, análises de especialistas, etc. Aqui, a principal dificuldade está associada à necessidade de lidar-se com o fator incerteza na informação inicial, típica dos sistemas de distribuição. A proposta deste trabalho é apresentar uma metodologia de cálculo de perdas em sistemas de distribuição, agregando estudo de níveis de tensão elétrica ao processo de cálculo, baseado em perfis típicos de demanda e operados por rotina de fluxo de potência, o que permite avaliar com mais exatidão os custos das perdas técnicas e dos ressarcimentos legais por não atendimento aos parâmetros de qualidade na tensão de fornecimento, e apontar prioridades de investimentos, constituindo-se, ainda, numa ferramenta de controle das obrigações das concessionárias, ainda não padronizada pelo Órgão Regulador.

## 1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, as resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) têm aumentado as exigências sobre a qualidade do produto energia elétrica, tornando-se imperativo que os sistemas planejadores e operadores da distribuição se adequem a esse posicionamento.

Como exemplo, a resolução ANEEL 505, de 26 de novembro de 2001, estabelece margens de flutuação de tensão bastante estreitas e ainda formas de ressarcimento ao consumidor pelo atendimento inadequado. Soma-se a isso, a exigência da resolução ANEEL 024, de 27 de janeiro de 2000, com relação à continuidade de fornecimento, a qual apresenta exigências maiores em relação à Portaria DNAE 048, como também o direito de ressarcimento ao consumidor. No entanto, a despeito destes esforços, o padrão de qualidade do produto energia elétrica, no Brasil, não está completamente definido, exigindo, portanto, maiores estudos.

O objetivo do presente trabalho se constituiu em desenvolver uma proposta de metodologia para cálculo de perdas em alimentadores, com o emprego de perfis de cargas típicos unitários semanais e de um programa de fluxo de potência, e que permita também analisar níveis da tensão de atendimento de acordo com as novas exigências do mercado e das resoluções da ANEEL.

Os aspectos metodológicos deste trabalho se concentraram em três áreas distintas que convergem no objetivo estipulado:

1) Levantamento de perfis de carga, realizado através de medições em campo, que estimam perfis típicos unitários semanais das cargas supridas por um alimentador de distribuição;

2) Levantamento de dados de alimentadores de um sistema de distribuição: tipos de cabos e estrutura de suporte, potência dos transformadores e quantidade e tipo de consumidores atendidos por cada transformador; e

3) Implementação de um programa de fluxo de potência para cálculo de perdas e avaliação de indicadores de regulação da tensão de atendimento.

Este trabalho mostra a viabilidade do uso de perfis de demanda estimados para as análises mais criteriosas de perdas e níveis de tensão, no lugar dos tradicionais valores máximos de demanda.

Os estudos efetuados são vinculados aos projetos de pesquisa e desenvolvimento através da ação conjunta entre a Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás e da Companhia Energética de Goiás.

## 2. DESENVOLVIMENTO

### 2.1. Modelamento do Alimentador

Cada alimentador é subdividido em trechos, denominados ramos, correspondentes ao intervalo entre duas barras, de acordo com o esquema da FIGURA 1. As barras são todos os pontos de uma rede primária de distribuição onde há a presença da subestação, transformador, regulador de tensão ou ramificação.

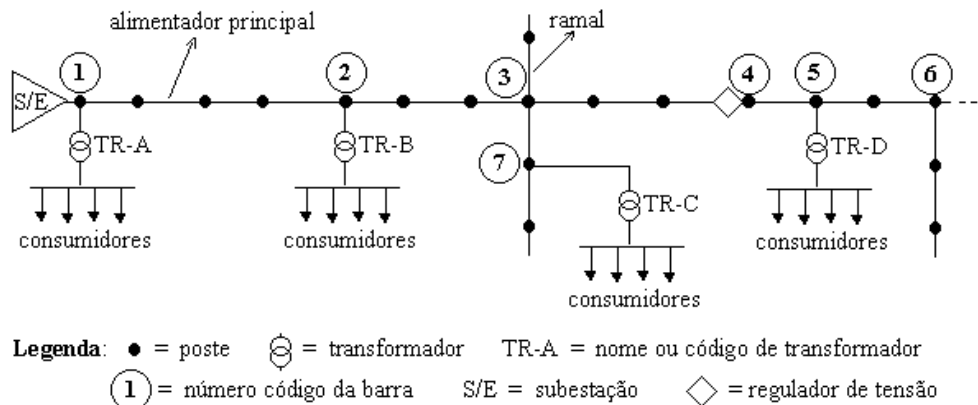


FIGURA 1 - Representação esquemática de alimentador de distribuição

O secundário do transformador de saída do alimentador é modelado como a barra de referência ( $V\theta$ ), o primário dos transformadores modelado como barra de carga (PQ), ramificações do alimentador como barra PQ de passagem e reguladores de tensão como barra de controle (PV).

Todas as injeções de potência ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ) são atribuídas diretamente à barra primária do transformador, excluindo-o da modelagem e, assim, os valores das perdas em vazio (no núcleo), das perdas no enrolamento e acréscimo de consumo de reativo em carga são adicionadas às potências ativa e reativa da barra PQ em que se localiza. Tal procedimento é executado com base nas características do transformador, conforme detalhado na seção 2.4. Eventuais bancos de capacitores presentes no alimentador são modelados também como injeção de reativos ( $Q$ ) na barra PQ.

A execução do programa de fluxo de potência exige o conhecimento da impedância dos ramos, em especial a resistência ( $R$ ) e a reatância indutiva ( $X_L$ ), visto que a influência da reatância capacitiva é desprezível em sistemas de distribuição<sup>1</sup>.

Atendida as condições supra mencionadas, o diagrama do alimentador exemplificado na Figura 2.1 assume a representação unifilar apresentada na FIGURA 2.

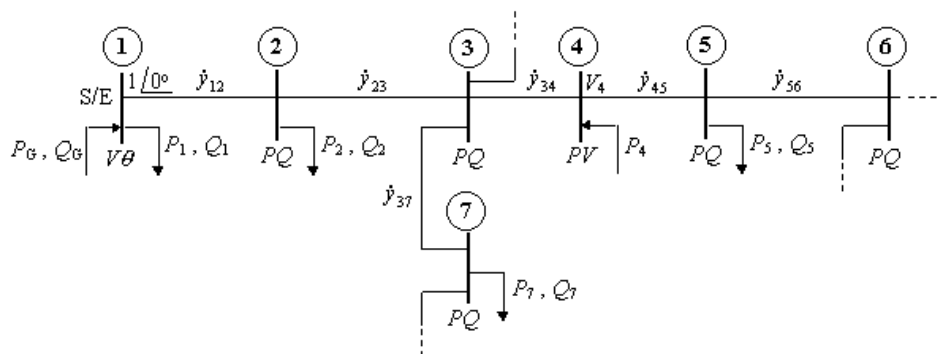


FIGURA 2 - Diagrama unifilar do alimentador exemplificado

## 2.2. Levantamento de Perfis de Demanda Típicos Unitários Semanais

Através de medições sistemáticas foram levantados perfis de demanda ativa e reativa de unidades consumidoras (período de medição de duas semanas, superior ao fixado pela ANEEL através da Resolução 505, e intervalo horário de 5 minutos), segundo a sua classe: residencial (subclasses: A, B, C, D e E), comercial (serviços, lojas, bancos, etc) e industrial (como o perfil é muito particular, pode-se obter o mesmo com a memória de massa do medidor de energia da unidade).

Um perfil de demanda unitário semanal é obtido através da superposição, em cada intervalo horário medido, dos valores nas duas semanas e obtenção da média (perfazendo um total de 2016 registros), e ainda da divisão dessa demanda média pelo número de consumidores atendidos. Finalmente, um perfil de demanda típico unitário de uma classe ou subclasse de consumidores é obtido através da média aritmética dos vários perfis unitários semanais obtidos.

Na determinação de um único perfil típico unitário semanal optou-se por levantar perfis de carga de conjunto de consumidores enquadrados na mesma classificação, como forma de corrigir eventuais anormalidades no comportamento atípico de um consumidor.

No ato da instalação e remoção dos equipamentos de medição foram efetuadas as leituras em todos os medidores das unidades consumidoras. Com esse procedimento pôde-se excluir da média as unidades sem consumo, o que tornou possível uma melhor certificação das medições efetuadas.

Os consumidores foram discriminados, de acordo com a classe, em estrutura similar à exigida pelo Artigo 18 da Resolução ANEEL 456, de 29 de novembro de 2000<sup>2</sup>.

### 2.3. Levantamento de Dados de Alimentadores

Os dados de resistência a uma temperatura de referência  $T_o$  (por exemplo, 20 °C) e reatância indutiva por quilômetro são tabelados pelo fabricante. A reatância está relacionada ao tipo de disposição dos cabos, visto que o espaçamento dos condutores e o raio médio geométrico determinam a indutância do ramo e, através dela, define-se a reatância indutiva. A concretização desses dados necessita então das distâncias entre as barras, informação esta que pode ser obtida por um mapa em escala do alimentador ou por levantamento “in loco” da localização das barras, que, uma vez anotados em um mapa com escala, permite o cálculo das distâncias requeridas.

A resistência elétrica do condutor necessita ainda de correção para uma temperatura de trabalho  $T_1$  do sistema, através da EQUAÇÃO 1<sup>1</sup>:

$$R_{T1} = \frac{(T + T_1)}{(T + T_o)} \cdot R_{T_o} \quad (1)$$

onde  $T$  é uma constante característica do metal (exemplo:  $T = 228$  °C para o alumínio).

No método proposto, as injeções de potência ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ) para cada barra PQ do sistema consiste no seu perfil total semanal de demanda ativa e reativa, obtida através da soma, a cada intervalo de tempo, dos valores típicos unitários de cada consumidor presente na barra. Para o acréscimo das perdas (em  $P$ ) e consumo de reativo (em  $Q$ ) do transformador no perfil total semanal, foi utilizada a técnica de compensação de perdas, contempladas nas EQUAÇÕES 2 e 3:

$$P = \sum_i n_i \cdot P_{PERFIL\ i} \cdot \left[ \frac{(W_T - W_o)}{P_{TRAFO}} + 1 \right] + W_o \quad [W] \quad (2)$$

$$Q = \sum_i n_i \cdot Q_{PERFIL\ i} \cdot \left[ \frac{(W_T - W_o)}{P_{TRAFO}} + 1 \right] \quad [VAr] \quad (3)$$

onde:  $P$ ,  $Q$  = injeções de potências ativa e reativa totais no intervalo, respectivamente, para uma barra

$n_i$  = quantidade de consumidores do  $i$ -ésimo perfil (tipificação dos consumidores)

$P_{PERFIL\ i}$  = Potência ativa no intervalo do i-ésimo perfil, em watts

$Q_{PERFIL\ i}$  = Potência reativa no intervalo do i-ésimo perfil, em volt-ampère

$W_T, W_O$  = Perda total e a vazio do transformador em watts (dados do transformador)

$P_{TRAF0}$  = Potência nominal do transformador, em volt-ampère

Estas informações são particulares a cada transformador. No entanto, quando estas não estiverem disponíveis, podem ser considerados os valores especificados na NBR-5440/1999<sup>3</sup>.

A iluminação pública pode ser acrescentada ao perfil de injeção total de cada barra nos intervalos contidos entre 18:30 às 06:30, com um valor igual ao produto do número total de luminárias pela potência das lâmpadas, reatores e acessórios, dividido pelo número de transformadores do alimentador, ou seja, a parcela referente à iluminação é distribuída igualmente entre as barras.

#### **2.4. Cálculo do Fluxo de Potência**

Uma vez estimados os perfis de demanda típicos unitários semanais dos diversos clientes atendidos e estabelecidos os valores dos parâmetros elétricos do sistema primário de distribuição, pode-se executar rotinas de cálculo do fluxo de potência para a determinação dos estados das barras e, conseqüentemente, das perdas de energia no alimentador. Repete-se o procedimento durante todos os intervalos de tempo dos perfis, atento aos níveis de tensão, para que seja certificada a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores, bem como determinado os valores de ressarcimento aos clientes não atendidos em níveis de tensão adequados, se porventura existirem.

Das rotinas de cálculo do fluxo de potência implementadas, apenas o Método de Newton apresentou convergência segura para todos os valores dos alimentadores sob os mais diversos perfis, uma vez que os métodos desacoplados são mais indicados para sistemas de transmissão<sup>5</sup>.

Uma vez que o processamento do fluxo de potência é repetido para cada intervalo de tempo dos perfis, ou seja, 2016 vezes, observa-se que as respostas obtidas para intervalos consecutivos encontram-se muito próximas entre si. Dessa forma, o processo iterativo se inicia com a solução do estado das barras obtido no intervalo anterior. Esta estratégia reduz consideravelmente o número de iterações necessárias para a obtenção das respostas e conseqüentemente o tempo de processamento.

Os valores das perdas, por estarem vinculados aos intervalos de tempo dos perfis, podem ainda ser apresentados como um “perfil de perda”, facilitando a análise dos momentos onde o sistema de distribuição apresenta maior sobrecarga.

#### **2.5. Análise dos Níveis da Tensão de Atendimento**

Sabendo-se que os níveis de tensão de fornecimento são afetados pelas variações de potência solicitada pelos consumidores supridos por um alimentador, e que tais variações estão registradas nos perfis de cada consumidor, o processo torna possível o conhecimento dos perfis de tensão em cada barra e, portanto, dos níveis fornecidos aos consumidores.

Para uma análise mais criteriosa, podem ser apurados os indicadores individuais: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC), aplicando-se as seguintes equações, também constantes na Resolução ANEEL 505:

$$DRP = \frac{npl}{2016} \cdot 100\% \quad (4)$$

$$DRC = \frac{npc}{2016} \cdot 100\% \quad (5)$$

onde  $npl$  e  $npc$  são, respectivamente, o número de leituras nas faixas precárias e críticas. Estes indicadores são levantados para cada barra do alimentador. A Resolução 505 estabelece intervalos de 10 minutos, o que equivale a 1008 medições em 1 semana. Como neste trabalho adotou-se intervalos de 5 minutos para estudos, os cálculos (4) e (5) foram ajustados para 2016 medições.

A partir de 1º de janeiro de 2005, quando detectada a não regularização dos níveis de tensão, será calculado um valor a ser ressarcido aos consumidores submetidos ao serviço inadequado, de acordo com a equação a seguir:

$$Valor = \left[ \frac{DRP - DRP_M}{100} \cdot k_1 + \frac{DRC - DRC_M}{100} \cdot k_2 \right] \cdot k_3 \quad (6)$$

onde:

- $k_1 = 1$  ;
- $k_2 = 4$  para unidades atendidas em baixa tensão (inferior a 1 kV) e  $k_2 = 2$  para unidades atendidas em média tensão (entre 1 kV e 69 kV, Grupo A) ;
- $k_3$  é o coeficiente de majoração em R\$, correspondente ao valor líquido da fatura de energia elétrica referente ao mês de apuração;
- $DRP_M$  é a Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária, estabelecida em 6% para o ano de 2004 e reduzida em 1% a cada ano até 2007;
- $DRC_M$  é a Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica, estabelecida em 1,1% para o ano de 2005 e reduzida em 0,2% a cada ano até 2007.

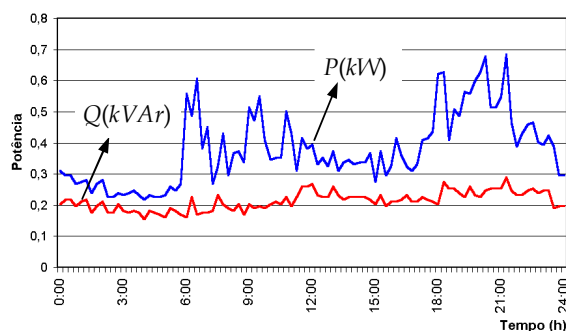
O custo de ressarcimento dado pela EQUAÇÃO 6 representa a somatória dos valores a serem pagos pela concessionária a todos os clientes submetidos ao atendimento inadequado (tensões fornecidas de nível precário e crítico), porém, apenas se os valores de  $DRP$  e  $DRC$  ultrapassarem os valores de  $DRP_M$  e  $DRC_M$  estabelecidos.

O estudo de perfis de tensão de atendimento permite, então, a emissão de relatórios e gráficos que apontam o quanto o alimentador atende às prescrições da Resolução ANEEL 505, bem como os custos passíveis de ressarcimento devido ao serviço inadequado.

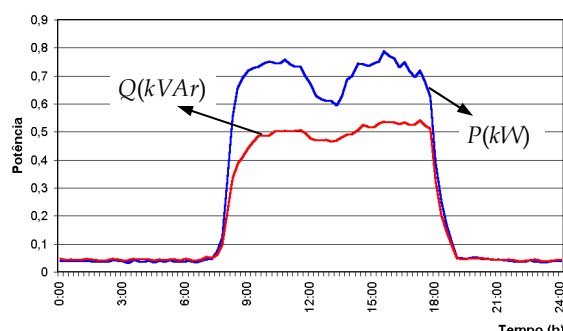
## 2.6. Resultados Práticos

Para levantamento dos perfis típicos unitários, foram efetuadas instalações de medidores em consumidores comerciais, residenciais e industriais, totalizando 352 unidades consumidoras, sendo 7% industriais, 43% residenciais e 50% comerciais.

As FIGURAS 3, 4, e 5 apresentam diversos perfis diários e as FIGURAS 6 e 7 perfis semanais de alguns consumidores medidos.

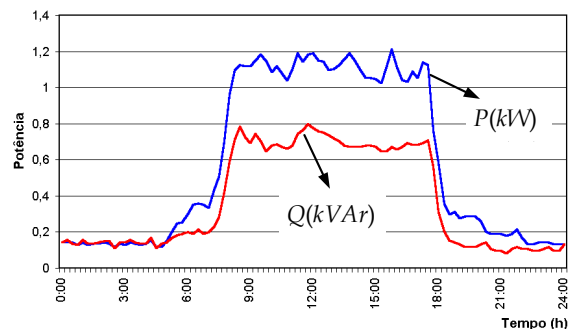


Perfi de demanda diária residencial classe B

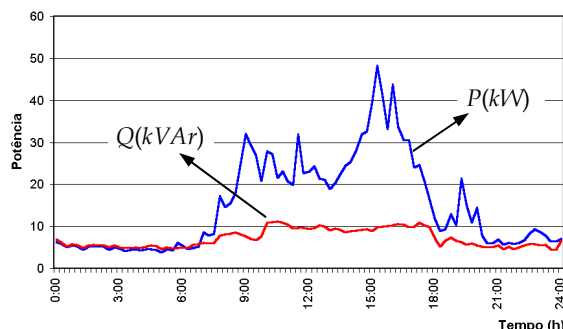


Perfi de demanda diária comercial varejista

FIGURA 3 - Perfis de demanda diária residencial e comercial

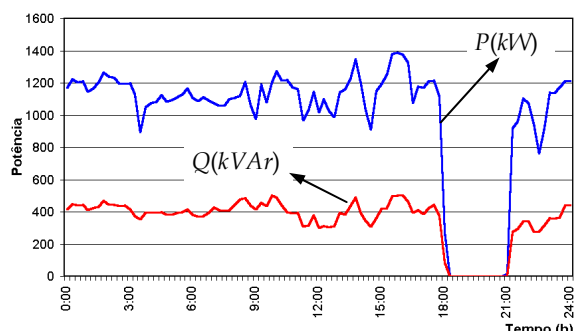


Perfi de demanda diária comercial (escritórios)

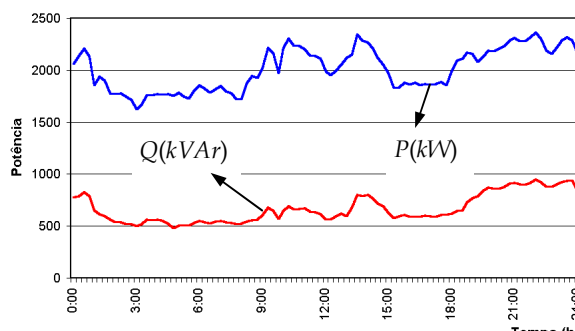


Perfi de demanda diária em hospital

FIGURA 4 - Perfis de demanda diária comerciais



Perfi de demanda diária em fábrica de óleos vegetais



Perfi de demanda diária em indústria de laticínios

FIGURA 5 - Perfis de demanda diária industrial

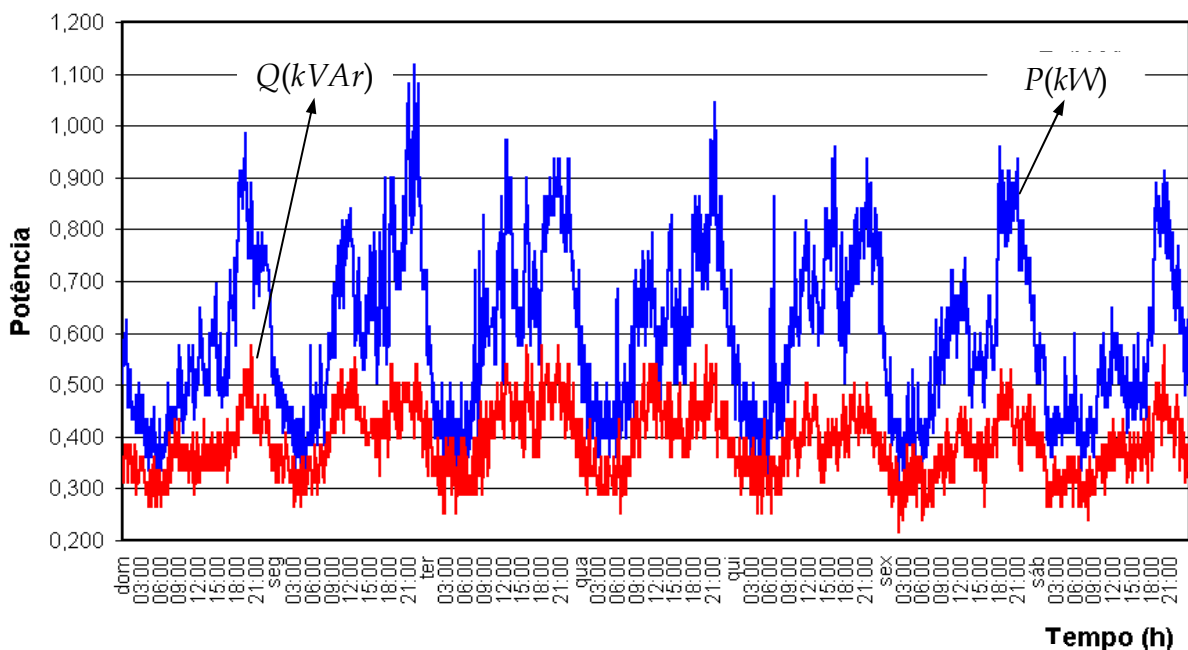


FIGURA 6 - Perfil de demanda semanal de consumidor residencial

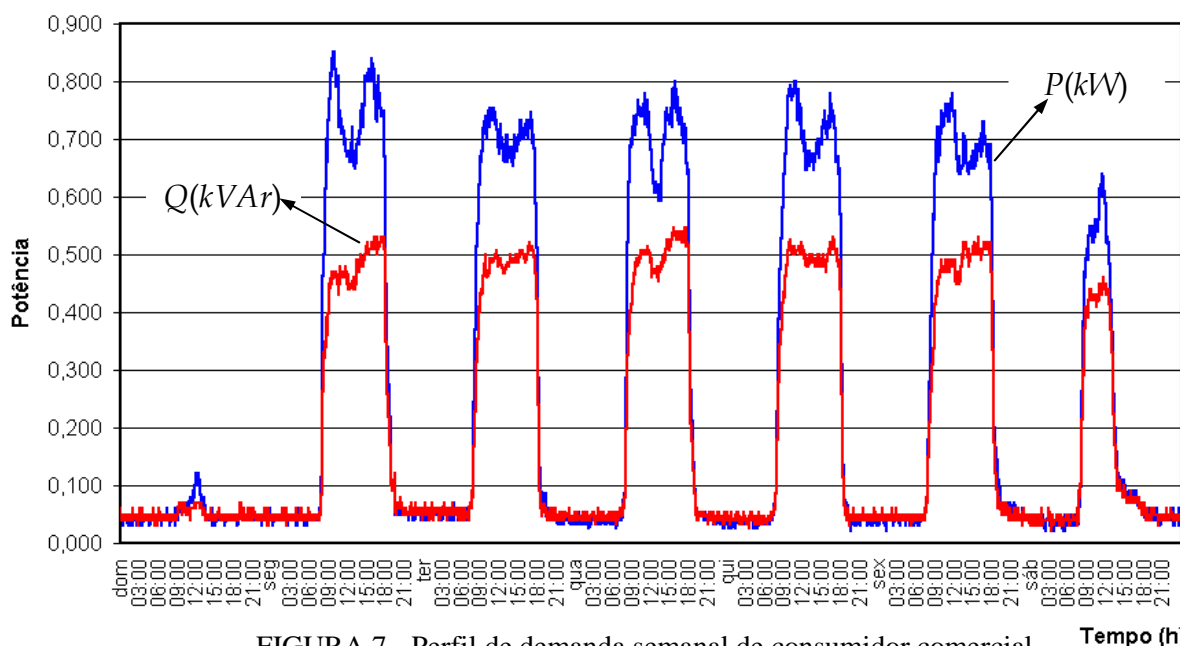


FIGURA 7 - Perfil de demanda semanal de consumidor comercial

Através de discussão técnica e análise das características de diversas regiões de Goiânia-GO, foi escolhido um alimentador para a investigação minuciosa de sua estrutura. Essa decisão se respaldou na heterogeneidade dos consumidores atendidos, bem como nas facilidades técnicas e nos dados dos consumidores disponíveis pela concessionária.

As características principais do alimentador estão expostas na TABELA 1.

TABELA 1 - Especificações do alimentador experimental

Dados Gerais do Alimentador	
Extensão	4 487 m
Energia Ativa suprida (semanal)	348,29 MWh
Energia Reativa suprida (semanal)	242,12 MVAh
Potência Aparente máxima registrada	4,49 MVA
Potência Aparente mínima registrada	1,34 MVA
Fator de Carga (período semanal)	56,2 %
Potência total dos transformadores instalados	7,1 MVA
Transformadores da concessionária	52 unidades
Transformadores particulares	28 unidades
Número de barras	98 unidades
Relação kVA/consumidor	2,8 kVA

A soma de todos os perfis totais semanais de demanda ativa e reativa de todas as barras do alimentador (perdas não incluídas), vista na FIGURA 8, fornece uma estimativa do perfil de demanda semanal para o transformador de saída do alimentador e permite concluir que o mesmo possui forte característica comercial, caracterizada pelo consumo relativamente elevado e estável durante todo o horário comercial, com algumas variações em menor grau nos momentos adjacentes



devido ao consumo residencial. No final de semana o consumo tem sua redução característica, com reflexos da atividade comercial na manhã do sábado e intensa variação no domingo.

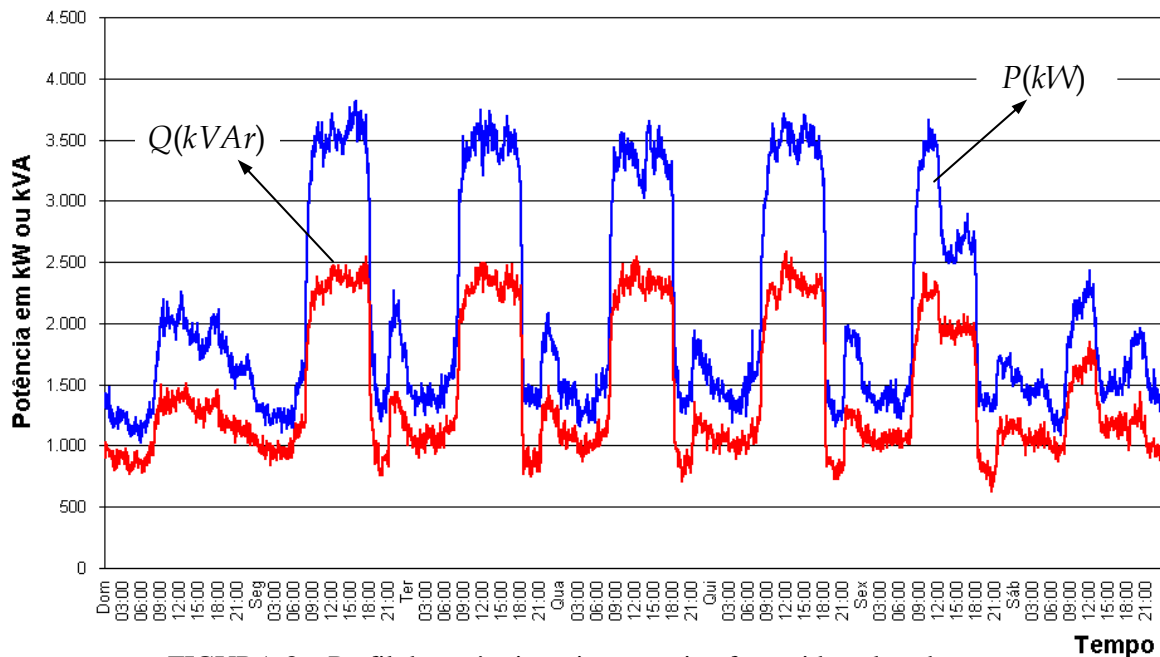


FIGURA 8 – Perfil de potências ativa e reativa fornecida pela subestação

Com o cálculo do fluxo de potência, pode-se estimar o perfil de perdas do alimentador (FIGURA 9), e permite concluir que as mesmas estão fortemente relacionadas com a potência fornecida pela subestação (FIGURA 8), o que faz os gráficos possuírem um comportamento muito semelhante. Observa-se também que as potências reativas circulantes superam em todos os instantes as potências ativas dissipadas no alimentador.

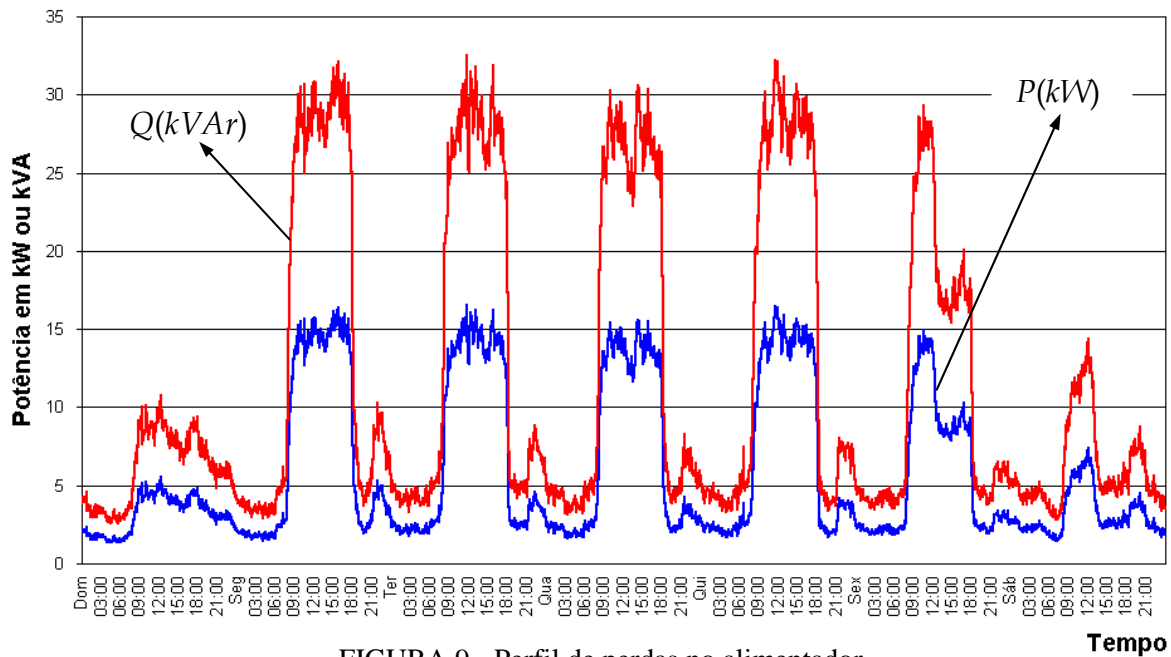


FIGURA 9 - Perfil de perdas no alimentador

Na TABELA 2 são apresentadas as potências verificadas no alimentador, através de simulações com diferentes bases de tempo para a composição do perfil.

TABELA 2 - Energias no alimentador.

Período	Ativas (kWh)	Reativas (kWh)	Erro relativo em %
5 min	552,21	1075,07	-
15 min	551,56	1073,81	0,12
30 min	551,01	1072,75	0,22
1 hora	550,04	1070,86	0,39
3 horas	540,99	1053,27	2,03
6 horas	521,91	1016,12	5,49
12 horas	448,63	873,84	18,76
24 horas	439,36	855,79	20,44

Os erros relativos foram calculados através da potência aparente, tomando como referência os valores obtidos através do menor intervalo de integração, 5 minutos. Observa-se, então, que um maior intervalo de tempo de integração, tornam-se os resultados mais imprecisos, justificando o uso de perfis típicos unitários em substituição aos índices ou fatores multiplicativos, pois estes se revelam instrumentos precários para avaliação. Porém, não se justifica o uso de intervalos muito pequenos, pois não favorecem uma sensível melhora.

O processamento da metodologia aponta de imediato a importância do uso dos perfis de demanda para as análises mais criteriosas, cujo desenvolvimento pode ser inviabilizado se adotados os tradicionais índices e valores médios, que em geral conduzem a respostas superdimensionadas, onerando indevidamente a execução de instalações, reformas e ampliações do sistema.

Na questão da qualidade, o alimentador experimental não apresentou violações nos níveis de tensão a ponto de gerar ressarcimento por prestação de serviços inadequados. Assim, para avaliar a ferramenta, foi concebido um alimentador com estrutura hipotética, criado a partir de um acréscimo homogêneo nas distâncias entre as barras e no número de clientes atendidos, tendo como base o alimentador experimental, a ponto de dar princípio às violações nos níveis de tensão para cálculo dos índices de duração relativa de transgressão precária e crítica (*DRP* e *DRC*) superiores aos valores estabelecidos. A TABELA 4 mostra o custo total de ressarcimentos, para cada majoração de carga, obtidos em todos os consumidores de todas as barras do alimentador, conforme definido no item 2.5.

TABELA 4 - Custo das perdas e de ressarcimento em situação majorada

Majoração da Carga (%)	Perda de Energia Ativa (MWh)	Consumo de Energia Reativa (MWh)	Consumo de Energia Aparente (kVAh)	Custo total da Energia Perdida (R\$)	Custo de Ressarcimento (R\$)
0	7,2	14,6	16,29	2 948,94	0,00
5	8,0	16,2	18,11	3 277,39	0,00
10	8,8	18,0	20,03	3 626,45	21 993,50
15	9,7	19,8	22,08	3 999,66	42 633,45
20	10,7	21,7	24,24	4 388,71	57 795,71
25	11,7	23,8	26,53	4 803,18	66 716,96

Considerando a tarifa média total da região Centro-Oeste aplicada pela ANEEL<sup>4</sup> durante o ano de 2003 igual a R\$ 181,02/MWh, torna-se possível a comparação direta dos custos de ressarcimento aos consumidores atendidos em tensões precárias ou críticas com o custo da energia perdida em todo o alimentador de distribuição. Tais valores são apresentados na TABELA 4 para diferentes situações de cargas simuladas. Assim, o crescimento das perdas de energia, que também possuem um custo, acontece em uma taxa muito inferior ao crescimento do custo de ressarcimento. A FIGURA 10, considerando os valores da potência aparente das injeções e perdas, revela esta realidade com mais precisão.

Quando comparada a coluna do custo de ressarcimento com a da perda de energia, tem-se revelada a importância dos indicadores dos níveis da tensão de atendimento. A FIGURA 11 apresenta a proporção destes valores para uma situação de 10% de majoração (3ª linha da TABELA 4), quando se detecta o fornecimento de energia em níveis precários de tensão.

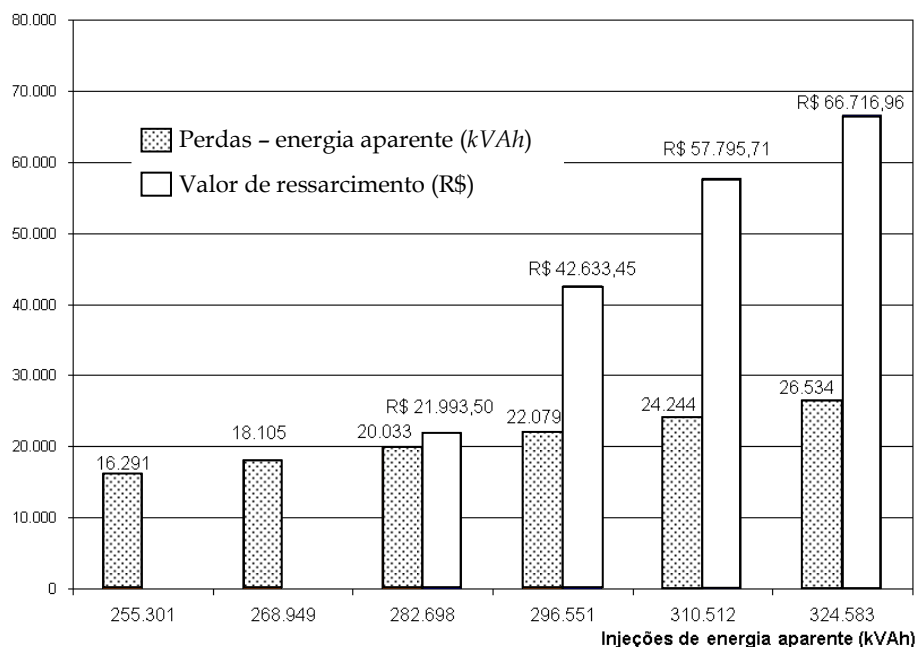


FIGURA 10 - Injeções, perdas e custo de ressarcimento.

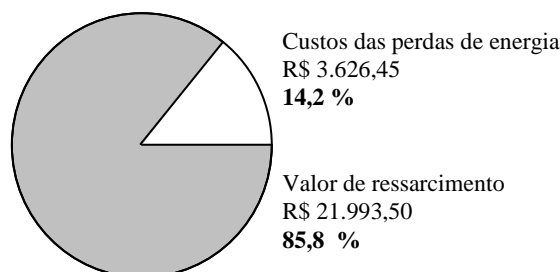


FIGURA 11 - Comparação dos custos das perdas e ressarcimentos

Destaca-se que os custos com a restituição de valores pagos pela prestação de serviços sem a qualidade mínima legal possuem um crescimento muito superior aos custos com perdas. Estes custos são passíveis da completa eliminação através de um planejamento adequado, com reflexos

econômicos imediatos, fortalecendo a imagem da concessionária e garantindo a qualidade de um produto ímpar para o desenvolvimento da sociedade.

## 2.7. Validação dos Resultados

Considerando que a metodologia proposta para a análise das perdas em alimentadores e dos níveis da tensão de atendimento é fortemente estruturada em valores provindos de medições práticas em campo, tornou-se imprescindível a validação dos resultados para que seja confirmada a capacidade da metodologia em cumprir os objetivos propostos.

Foram então adotadas duas estratégias de validação dos resultados conforme o andamento do desenvolvendo da metodologia. Primeiramente, para testar a modelagem do transformador, comparou-se resultados do fluxo de potência empregado no método, com resultados de simulações executadas utilizando o programa comercial PQF, desenvolvido pela empresa Quality Engenharia & Sistemas, e observou-se valores muito próximos.

Por fim, comparou-se resultados de perfil de tensão semanal de algumas barras, obtidos com o fluxo de potência do método, com perfil semanal de tensão de atendimento medidos em campo nestas barras. Com o propósito melhorar a precisão nos cálculos dos perfis de tensão, foi incorporado à barra V $\theta$  um perfil semanal da tensão de saída medido no transformador do alimentador na subestação (adotou-se o mesmo intervalo de 5 minutos). Desse modo, o valor da tensão de referência da barra V $\theta$  para o cálculo do fluxo de potência em cada intervalo seguiu esse perfil da tensão do transformador do alimentador na subestação, isto é, a tensão de referência na barra V $\theta$  não foi considerada fixa no valor  $1\angle 0^\circ p.u.$  mas variável segundo um perfil considerado típico.

A título de ilustração, são apresentadas duas comparações de valores das tensões calculadas com os valores medidos. A primeira delas, vista na FIGURA 12, foi registrada na barra de número 82, em localização quase extrema do alimentador.

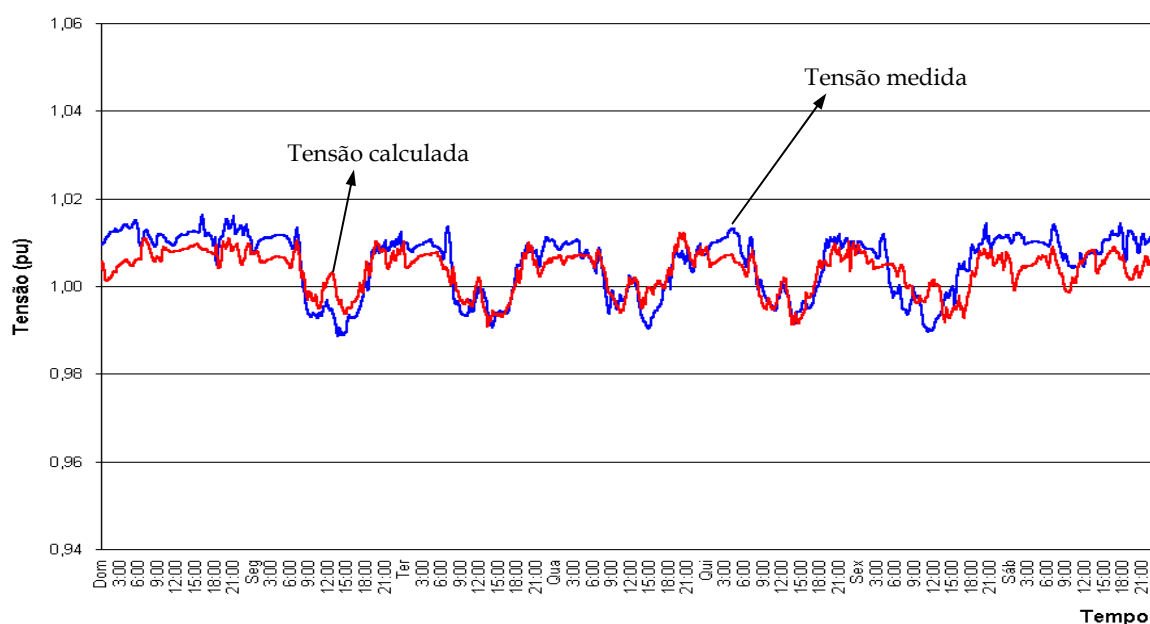


FIGURA 12 - Comparação entre tensões medidas e calculadas, barra 82

Considerando o valor medido como referência, verificou-se que a tensão calculada apresentou um erro sempre inferior a 1,28% no período analisado, sendo a média deste erro igual a 0,37%. Verificou-se ainda, que a tensão medida possui um grau de variação ao longo da semana bem superior às variações da tensão calculada. Este fenômeno foi também observado durante a segunda medição, que foi executada na barra 55, em localização mediana, sendo os resultados apresentados na FIGURA 13. Devido à localização da barra, as variações das tensões medidas e calculadas são menores e apresentam um erro máximo no período analisado de 1,05% e um erro médio de 0,32%.

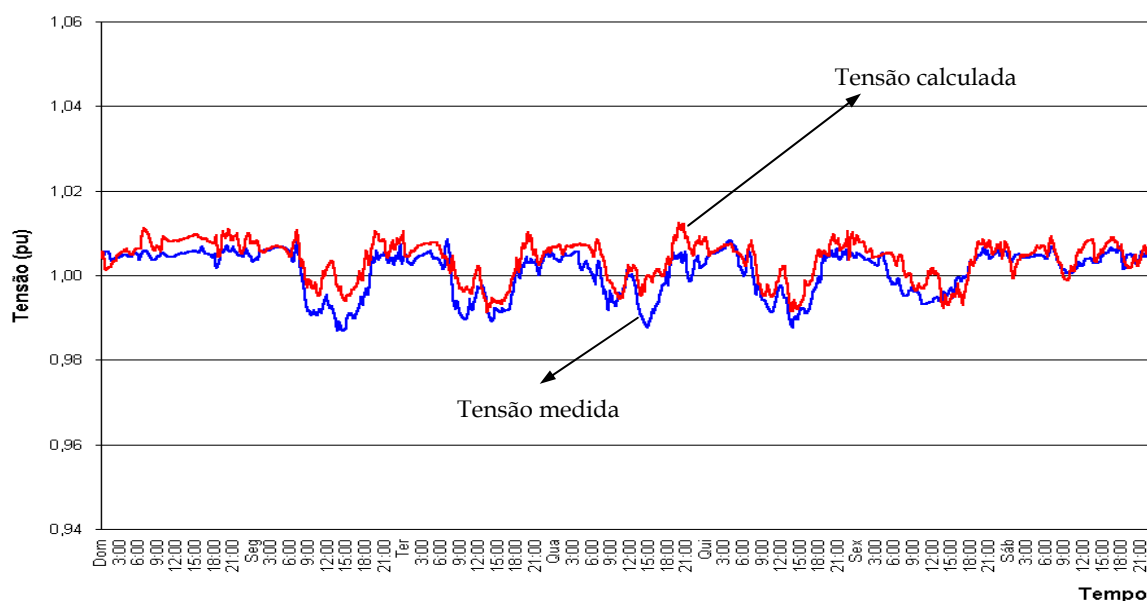


FIGURA 13 - Comparação entre tensões medidas e calculadas, barra 55

Deve ser evidenciado que a metodologia proposta se presta para a determinação das perdas técnicas existentes nos alimentadores e as variações dos níveis de tensão de atendimento causadas por este fenômeno. Conseqüentemente, a comparação das tensões de atendimento através da metodologia com os valores medidos em campo não é, isoladamente, método de certificação do estudo efetuado, já que as medidas de tensões efetuadas na prática englobam outros fatores não considerados, advindos da divergência entre os dados computados e a realidade existente. Tal divergência nem sempre é possível de ser mensurada, como acontece nos casos de ligações clandestinas, banco de dados desatualizados ou informações técnicas dos componentes do sistema de distribuição incompatíveis com as verdadeiras características destes componentes.

### 3. CONCLUSÕES

As perdas de energia e os níveis da tensão de atendimento nos alimentadores de distribuição são grandezas diretamente relacionadas, oriundas das características técnicas dos componentes do sistema e da forma de consumo.

A melhoria da qualidade e da confiabilidade e a redução das perdas do sistema elétrico das concessionárias são de suma importância para garantir a competitividade que ora se vislumbra no cenário mundial e atendem aos preceitos da atual política nacional de conservação e uso racional de energia elétrica.

É imprescindível o cumprimento das normas estabelecidas pelos órgãos reguladores e normatizadores, que estimulam a melhoria do serviço prestado, antecipando as ações corretivas e preventivas necessárias à adaptação aos atos que vigoram num futuro muito próximo.

A proposta de metodologia para análise de perdas em alimentadores considerando os níveis de tensão de atendimento apresentada, torna-se um poderoso instrumento para a tomada de decisões, revelando as áreas onde urgem os maiores investimentos.

Sabendo da obrigatoriedade de se reportar ao órgão regulador os valores das perdas técnicas e dos indicadores de qualidade, este trabalho torna-se um instrumento de padronização do processo aplicado.

O uso de perfis de demanda revelou-se uma estratégia de alta eficiência na identificação das perdas em alimentadores, comprovando que a aplicação de índices e valores médios nestes cálculos podem comprometer os resultados obtidos.

Destaca-se ainda como produto do trabalho as informações sobre os perfis de demanda levantados através de medições práticas em campo, como forma de composição de um banco de dados de acesso rápido e disponível para compartilhamento com outras aplicações afins.

A metodologia provou que há um relacionamento direto entre as perdas no alimentador e os níveis da tensão de atendimento. Desperta a atenção o fato das perdas serem naturais do sistema: todos os esforços conduzem à atenuação do problema, enquanto a restituição de valores por prestação de serviços inadequados pode e deve ser eliminada completamente, pois afeta com maior rigor a questão econômica e reflete diretamente na imagem da concessionária.

#### **4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1 STEVENSON, Willian D. *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. 2. ed. São Paulo, Ed. McGraw Hill, 1986

2 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*. Resolução n.º 456 de 29 de Novembro de 2000

3 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR-5440: *Transformadores para redes aéreas de distribuição*. Rio de Janeiro, 1999

4 ANEEL. *Tarifas Praticadas* < <http://www.aneel.gov.br/98.htm>>

5 MONTICELLI, Alcir. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 1. ed., São Paulo, Ed. Edgard Blücher, 1983