



GRUPO XIV

GRUPO DE ESTUDO DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS REGULATÓRIAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Marcio Andrey Roselli^[1] *

Robson Kuhn Yatsu^[2]

Kleber Hashimoto^[3]

^[1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

^[3] COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA - CSPE (atualmente na CPFL)

RESUMO

Com o processo de reestruturação do setor elétrico e a participação crescente da iniciativa privada no controle das empresas de distribuição, o nível de perdas vem se tornando uma das métricas mais importantes para a avaliação do desempenho de um sistema por parte do órgão regulador.

Este artigo apresenta um novo método para a avaliação de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica, com objetivos regulatórios. A metodologia foi implementada em planilhas eletrônicas e aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em 12 concessionárias de distribuição. Como premissa, a metodologia considera o sistema de distribuição por segmentos: redes de alta ($\geq 69\text{kV}$), média ($\geq 2,3\text{ kV}$ e $< 69\text{ kV}$) e baixa ($< 2,3\text{ kV}$) tensão; transformações entre os níveis de tensão (transformadores de distribuição e de subestações); ramais de ligação e medidores de energia.

PALAVRAS-CHAVE

Perdas Técnicas, Perdas não-Técnicas, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

1.0 - INTRODUÇÃO

Sabe-se da existência de perdas ao longo da cadeia produção-transporte-consumo de energia elétrica. As perdas de energia influem na quantidade de energia contratada pela distribuidora. Estes custos, assim como os encargos setoriais, e outros, são reconhecidos como custos "não gerenciáveis" e assim repassados diretamente às tarifas dos consumidores finais, processo conhecido como *pass throw*, pois os montantes e variações fogem ao controle da distribuidora. Conseqüentemente, tendo em vista a modicidade tarifária, é desejável que o órgão regulador estabeleça um valor de repasse das perdas de energia para as tarifas de forma transparente e que incentive a eficiência, uma vez que deve ser considerada a responsabilidade da distribuidora na gestão de suas perdas.

A quantidade global de perdas pode facilmente ser computada pela diferença entre a energia requerida e a energia fornecida. Essas perdas podem ser classificadas em perdas técnicas e não-técnicas. As perdas técnicas representam a quantidade de energia dissipada entre os pontos de suprimento e de consumo de energia, decorrentes das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação e medição de energia elétrica. Já as perdas não-técnicas, são obtidas pela diferença entre as perdas globais e as técnicas, e considera todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, etc.

No primeiro ciclo de revisão tarifária das distribuidoras de energia, ocorrido entre 2003 e 2006, foram considerados os valores declarados de perdas técnicas pelas distribuidoras. A Figura 1 apresenta dados de perdas técnicas

declarados por 53 distribuidoras.

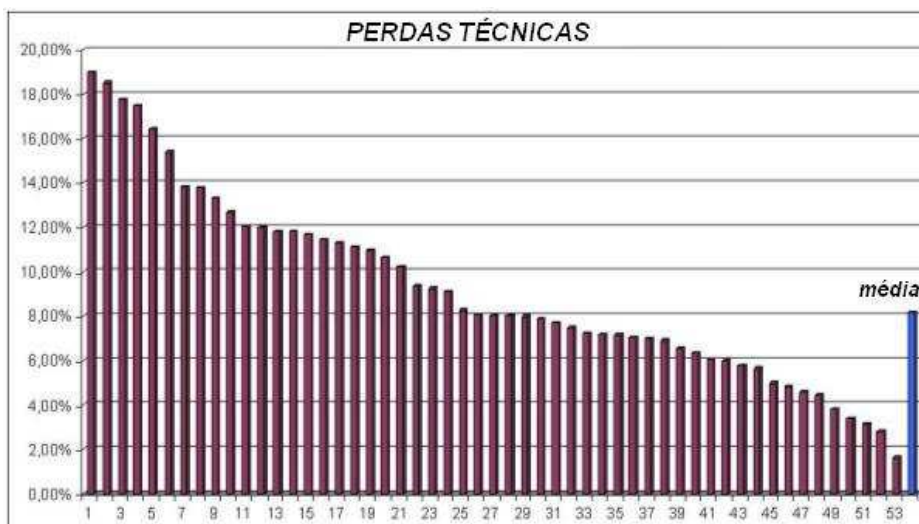


FIGURA 1 – Dados do processo de revisão tarifária do primeiro ciclo, de 53 distribuidoras. Fonte ANEEL

Pelos resultados apresentados, foi diagnosticado que muitas distribuidoras não possuem uma metodologia consistente para cálculo de suas perdas e os valores declarados de perdas técnicas foram, em geral, acima de valores aceitáveis do ponto de vista técnico. Assim, verificou-se a necessidade de uma metodologia consistente para a apuração das perdas técnicas e, conseqüentemente, das perdas não técnicas, que fosse aplicada a todas as distribuidoras, permitindo a comparação dos valores apurados.

Como primeiro passo do desenvolvimento de uma metodologia consistente, foi realizado um levantamento do estado da arte sobre o tema. Diversos são os trabalhos, porém nenhuma metodologia que pudesse ser aplicada diretamente para fins regulatórios. Dentre os principais, destacam-se:

- Perdas técnicas por segmento de rede: na referência [1] é apresentado um software para tal cálculo, utilizando dados topológicos das redes e curvas de carga;
- Uso de rede neurais artificiais: em [3] e [4] os autores utilizam uma rede neural artificial e dados de potência ativa, reativa, potência instalada de transformação, comprimento do alimentador, na camada de entrada, tendo como saídas os valores de perdas de energia do alimentador;
- Uso do fator de perdas: a referência [2] demonstra a imprecisão que o fator de perdas introduz na estimativa das perdas técnicas de demanda e energia;
- Uso de lógica nebulosa: utilizada para estimar os valores de perdas horárias de energia, utilizando para isso entradas de dados topológicos das redes [5]. A referência [6] traz um modelo de apuração das perdas dos alimentadores considerando o comprimento total do primário e secundário, capacidades instaladas de transformação, potência máxima do alimentador e fator de potência, utilizando regressão linear, correlacionando com dados de perdas simulados. Na referência [9] os autores desenvolveram equação que modela perdas nos sistemas de distribuição utilizando lógica *fuzzy*;
- Fórmula de cálculo das perdas de energia e demanda: na referência [7] é apresentada uma fórmula empírica para cálculo das perdas de energia e de demanda;
- Uso de valores típicos: a referência [8] traz um estudo dos valores percentuais típicos de perdas de energia para os vários tipos de componentes do sistema de distribuição;
- Perdas não técnicas: estudo de uma técnica para o tratamento regulatório de perdas não técnicas de energia, e suas dificuldades de apuração [10];
- Premissas para a regulamentação das perdas técnicas: as premissas para a implantação dos aspectos regulatórios de perdas técnicas e comerciais no Brasil estão expressas na referência [11];
- Perdas e planejamento: na referência [12] é apresentada uma técnica para otimizar o planejamento dos sistemas elétricos de distribuição, considerando os aspectos de qualidade, confiabilidade e perdas técnicas de energia.

2.0 - METODOLOGIA

Uma metodologia aderente deve pressupor o uso de variadas técnicas, que se interajam entre si, para que tenhamos um resultado que possa ser validado e considerado para diversos fins regulatórios, entre eles o econômico. Assim, a metodologia proposta deve empregar na avaliação indireta das perdas, conceitos e dados do balanço energético, de cálculos que utilizem modelos matemáticos adequados e estimativa de parâmetros de equipamentos, com base em dados históricos e técnicas reconhecidas.

A ANEEL realizou estudos para definição de uma metodologia que pudesse ser aplicada para todas as distribuidoras. A metodologia considera os critérios de cálculo das perdas dos sistemas de distribuição, o procedimento de obtenção das informações necessárias para o cálculo e o estabelecimento de indicadores de avaliação e acompanhamento das perdas por segmento de rede e nível de tensão. O fluxograma da figura 02 descreve as diretrizes metodológicas do processo de apuração das perdas dos sistemas de distribuição.

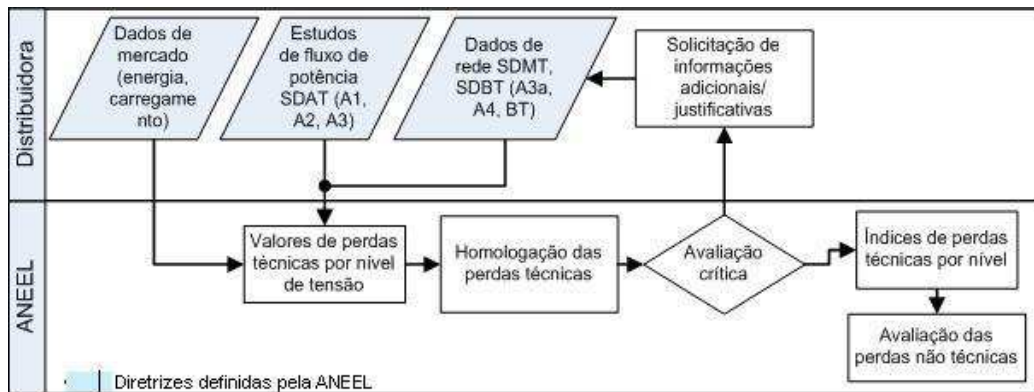


FIGURA 2.- Fluxograma simplificado do procedimento de avaliação das perdas técnicas.

De forma geral, o procedimento de cálculo das perdas técnicas para cada segmento, seja de rede quanto de transformação, pressupõe o cálculo das perdas de potência, definidas como perdas de demanda, e a posterior obtenção das perdas de energia. A seguir, são detalhadas as duas etapas.

3.0 - CÁLCULO DAS PERDAS DE DEMANDA

As perdas de demanda são definidas como as perdas em MW para a condição de carga máxima do sistema ou equipamento. A seguir apresentamos o método de cálculo das perdas de demanda para os diversos segmentos.

3.1 Perdas de Demanda em Redes de Alta Tensão ($U \geq 69\text{kV}$).

Neste nível de tensão, as perdas de demanda são definidas através de fluxos de carga, informados pela distribuidora, para o patamar de carga pesada.

3.2 Perdas de Demanda em Redes de Média Tensão ($U \geq 2,3\text{ kV e } < 69\text{ kV}$).

Para as redes de média tensão as perdas de demanda são calculadas pelo modelo arbórescente. Nessa modelagem, é necessária a definição da densidade de carga do alimentador, que pode ser obtida por meio da distância da carga equivalente.

3.2.1 Distância da Carga Equivalente

A distância da carga equivalente é obtida pela média ponderada da carga instalada dos transformadores de distribuição e a distância destes em relação à subestação, ver expressão (1).

$$d_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{N_t} (d_i \times S_{nom_i})}{\sum_{i=1}^{N_t} S_{nom_i}} \quad (1)$$

Onde,

d_{eq} : distância da carga equivalente em relação à subestação (origem);
 Nt: número total de transformadores da rede;
 d_i : distância do transformador de distribuição à subestação;
 $Snom_i$: potência nominal do transformado i;

O valor do coeficiente de densidade de carga pode ser obtido de acordo com a TABELA I. Onde R é o raio de atuação do alimentador.

TABELA I - Avaliação do expoente σ em função de d_{eq}/R .

Intervalo de l_h/R	0,00 à 0,55	0,55 à 0,67	0,67 à 0,80	0,80 à 0,87	0,87 à 1,00
Expoente	-1	-0,5	0	2	4

3.2.2 Modelo Arborescente

Para este caso, as perdas de demanda são calculadas segundo o modelo arborescente [12]. Segundo este modelo, o valor das perdas de demanda para cada circuito é obtido por meio da expressão (2):

$$\Delta p = \frac{(p_{\max})^2 l_{\text{tot}}}{\alpha (360/\theta)^\beta (n_p)^\gamma} / 1000 [MW] \quad (2)$$

Onde:

Δp = perdas de demanda do circuito em [MW];

p_{\max} = potência máxima do circuito em [MW];

l_{tot} = comprimento total do circuito em [km];

θ = ângulo do setor circular do circuito em graus;

n_p = número de transformadores conectados ao circuito;

$$\alpha = a \times (r_t + r_r)^b$$

$$\beta = c + \left(d \times \ln \left(\frac{r_t}{r_r} \right) \right)$$

$$\gamma = e$$

r_t = resistência do condutor tronco do circuito;

r_r = resistência do condutor ramal do circuito;

Os parâmetros **a**, **b**, **c**, **d**, e **e** são constantes definidas de acordo os valores de resistências dos condutores tronco e ramal, representados respectivamente por r_t e r_r , além do expoente σ definido anteriormente. Os coeficientes médios são apresentados na TABELA II.

TABELA II – Coeficientes típicos para cálculo das perdas de demanda máxima.

Coeficiente	σ				
	-1	-0,5	0	2	4
a	1,931267	1,573667	1,3721	1,076033	0,988933
b	-0,8891	-0,87643	-0,81687	-0,78263	-0,81407
c	-0,5517	-0,53747	-0,52827	-0,499	-0,48107
d	-0,1597	-0,15207	-0,14817	-0,12833	-0,11387
e	0,488	0,479	0,4707	0,446867	0,4294

3.3 Perdas de Demanda em Redes de Baixa Tensão (U < 2,3 kV).

Para as redes de baixa tensão são consideradas 5 tipologias de rede, ver Figura 2a, com distribuição de carga uniforme, e modelo de carga constante com relação à tensão, ver Figura 2b.

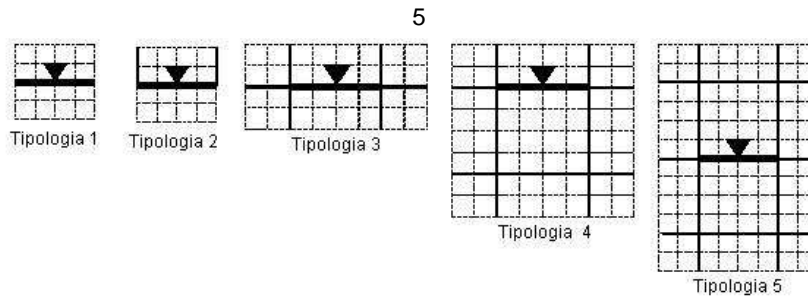


FIGURA 2a - Tipologias de redes de baixa tensão.

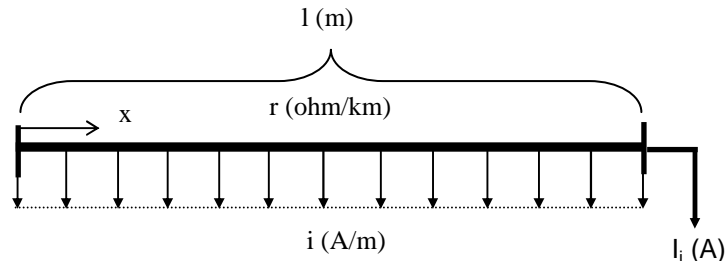


FIGURA 2b - Trecho de rede elementar.

Sendo assim, para um trecho elementar, as perdas de demanda máxima correspondem à expressão (3):

$$\Delta p_e = f(r, l, i, I_j) = \int_{x=0}^l r(ix + I_j)^2 dx = rl \left(\frac{i^2 l^2}{3} + iI_j l + I_j^2 \right) \quad (3)$$

Com base nesta equação é possível calcular as perdas de demanda para cada tipologia de rede. Na tipologia 1 é necessário o cálculo de 2 segmentos, na tipologia 2 em 4 segmentos, e assim sucessivamente. Os parâmetros são obtidos para a condição de carga máxima do transformador.

3.4 Perdas de Demanda em Unidades Transformadoras

As perdas de demanda dos transformadores podem ser obtidas por meio dos dados de placa para os transformadores de potência e dados típicos normalizados para transformadores de distribuição. São calculados de acordo com a expressão (4).

$$\Delta P_{totais} = \sum_{t=1}^{nt} \Delta p_{fe} + \Delta p_{cu} [kW] \quad (4)$$

Onde,

- Δp_{fe} : perdas no ferro ou à vazio do transformador t [kW];
- Δp_{cu} : perdas no cobre do transformador t , podendo ser obtido pela diferença entre as perdas totais e à vazio [kW];
- nt : número total de transformadores.

As perdas no ferro são consideradas independentes do carregamento do transformador, fato não observado para as perdas no cobre, que variam proporcionalmente ao quadrado do fator de utilização do transformador.

3.5 Perdas de Demanda nos Ramais de Ligação e Medidores

Nestes casos, a energia que circula nas redes de baixa tensão e o fator de diversidade serão utilizados para estimar a corrente máxima por ramal de ligação. De posse da resistência dos ramais, é possível o cálculo da perda de demanda.

Para os medidores das unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, serão computadas as perdas nas bobinas de tensão. Foi considerado um valor típico de 1,5 W de perdas por bobina.

4.0 - CÁLCULO DAS PERDAS DE ENERGIA.

As perdas de energia variam de acordo com o carregamento (curva de carga) da rede ou equipamento. Assim, como demonstrado no item anterior, o cálculo das perdas de demanda é realizado a condição de carga máxima. Para o cálculo das perdas de energia é necessário um fator que estabeleça a relação entre a perda de demanda média e a de demanda máxima, conhecido como fator de perdas [2].

4.1 Redes de Alta Tensão (tensão $\geq 69\text{kV}$)

Para tal subsistema, as perdas de energia podem ser obtidas diretamente do fluxo de carga, considerando a sazonalidade das cargas, ou seja, o estudo deve considerar pelo menos 4 patamares de carga, ou ainda pela diferença entre as medições de suprimento e das subestações de distribuição. Não há, portanto, a necessidade de se apurar o fator de perdas.

4.2 Fator de Perdas e cálculo das perdas de energia.

Por definição, o fator de perdas é dado pela expressão (5):

$$Fpe = \frac{\sum_{i=1}^N D_i^2}{N \times D_{\max}^2} \quad (5)$$

Ademais, o valor do desvio padrão de uma curva de carga é definido pela expressão (6):

$$DP = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (D_i - D_m)^2}{N}} \quad (6)$$

Manipulando as expressões é possível demonstrar que:

$$Fpe = F_c^2 \times (c_v^2 + 1) \quad (7)$$

Onde:

- c_v : coeficiente de variação da curva de carga, dado por: $c_v = DP/D_M$;
- F_c : Fator de carga;
- Fpe : Fator de perdas;
- DP : desvio padrão da curva de carga;
- D_M : Demanda média;
- D_i : Demanda no período i;
- D_{max} : Demanda máxima registrada;
- N : Número de integralizações;

Pela expressão acima é fácil observar que para o cálculo do fator de perdas típico são necessários o fator de carga e o coeficiente de variação das curvas de carga, fatores que podem ser obtidos com as tipologias de carga da rede e das transformações, produto de uma campanha de medição.

4.3 Cálculo das perdas de energia

De posse das perdas de demanda nos diversos segmentos da distribuição é possível o cálculo das perdas de energia pela simples multiplicação das perdas de demanda pelo período de tempo analisado (anual) e fator de perdas.

5.0 - ESTUDO DE CASOS.

Durante o ano de 2006, foram realizadas avaliações das perdas técnicas e não técnicas em 12 distribuidoras. Os dados comparativos utilizam a metodologia proposta e são apresentadas e comparadas com os valores declarados pelas concessionárias de distribuição na TABELA III. Os valores estão na base da energia requerida pela rede.

TABELA III – Perdas consideradas na revisão tarifária em relação à energia injetada.

Empresa	Perdas Técnicas			Perdas Não-Técnicas			Perdas Globais		
	Declarado	ANEEL	Desvio	Declarado	ANEEL	Desvio	Declarado	ANEEL	Desvio
1	4,75%	4,56%	-4,04%	12,32%	14,86%	20,57%	17,08%	19,41%	13,67%
2	8,55%	8,50%	-0,58%	10,80%	11,40%	5,56%	19,35%	20,00%	3,36%
3	10,59%	5,00%	-52,78%	0	0,50%	-	10,59%	5,50%	-48,06%
4	8,33%	5,10%	-38,75%	2,63%	6,10%	132,21%	10,95%	11,20%	2,26%
5	14,69%	10,19%	-30,63%	18,87%	17,59%	-6,78%	33,56%	27,77%	-17,25%
6	13,89%	11,73%	-15,55%	9,87%	11,46%	16,11%	30,19%	23,19%	-23,19%
7	12,46%	10,60%	-14,93%	17,58%	24,77%	40,90%	30,04%	35,38%	17,78%
8	12,27%	9,76%	-20,46%	14,95%	22,40%	49,83%	27,22%	32,17%	18,19%
9	11,29%	8,52%	-24,53%	23,14%	28,13%	21,56%	34,42%	36,65%	6,48%
10	10,75%	8,01%	-25,49%	23,62%	26,61%	12,66%	34,37%	34,62%	0,73%
11	7,80%	6,76%	-13,33%	13,40%	14,08%	5,07%	21,20%	20,84%	-1,70%
12	12,70%	9,16%	-27,87%	16,80%	19,25%	14,58%	29,50%	28,41%	-3,69%

As comparações entre os valores declarados e calculados podem ser observadas na Figura 3.

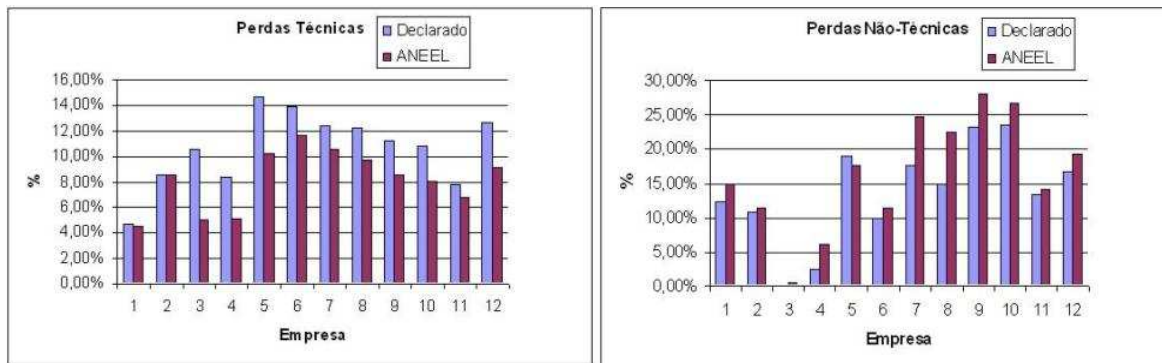


FIGURA 3 – Comparação dos resultados com os valores declarados.

6.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia para cálculo das perdas de demanda e energia em sistemas de distribuição. As perdas técnicas são determinadas de maneira detalhada, eliminando algumas suposições e assumindo simplificações necessárias nos trabalhos precedentes. A estimativa de perdas de energia utilizando curvas de carga e dados topológicos de redes de distribuição possibilitam uma estimativa das perdas técnicas e conseqüentemente das perdas não-técnicas.

Com a metodologia proposta foi possível reduzir a assimetria de informação entre o órgão regulador de os agentes, dando subsídios para a definição de metas regulatórias de perdas técnicas de forma a contribuir para a modicidade tarifária.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) C.C.B.OLIVEIRA, N.KAGAN, A.MEFFE, S. Jonathan, S.Caparroz, J. L.Cavaretti. *A New Method for the Computation of Technical Losses in Electrical Power Distribution Systems*. Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ N° 482), Vol. 5: Amsterdam, 2001.
- (2) M E. POVEDA. A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads. IEEE Transmission and Distribution Conference: New Orleans, 1999.
- (3) JIANG HUI-LAN, AN MIN, LIU JIE, XU JIAN-QIANG. A Practical Method of Calculating the Energy Losses in Distribution Systems Based on RBF Network. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: China, 2005.
- (4) C.S. CHEN, C.H. LIN, M.Y. HUANG, H.D. CHEN, M.S. KANG, E C.W. HUANG. Development of Distribution Feeder Loss Models by Artificial Neural Networks. IEEE: Power Engineering Society General Meeting, pg 164 - 170 Vol. 1, 2005.
- (5) YING-YI HONG, ZUEI-TIEN CHAO. Development of Energy Loss Formula for Distribution Systems Using FCN Algorithm and Cluster-Wise Fuzzy Regression. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, N° 3, 2002.
- (6) C.S. CHEN, J.C. HWANG, M.Y. CHO, Y.W.CHEN. Development of Simplified Loss Models for Distribution System Analysis. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, N° 3, 1994.
- (7) P. S. NAGENDRA RAO, RAVISHANKAR DEEKSHIT. Energy Loss Estimation in Distribution Feeders. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, N° 3, 2006.
- (8) J.J. GRAINGER, T.J.KENDREW. Evaluation of Technical Losses on Electric Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, N° 3, 1989.
- (9) J. NAZARKO, Z. STYCZYNSKI, M. POPLAWSKI. The Fuzzy Approach to Energy Losses Calculations in Low Voltage Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, N° 2, 2000.
- (10) C. A. DORTOLINA, R. NADIRA. 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, Vol. 20, N° 2, 2005
- (11) R. K. YATSU, T. G. LEITE FERREIRA. Regulamentação das Perdas Técnicas nos Sistemas de Distribuição: A Experiência Brasileira. CIDEL: Congreso Internacional de Distribución Eléctrica. Argentina, 2006.
- (12) GOUVÊA, MARCOS ROBERTO. Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Tese de Doutorado. USP, São Paulo, 1993.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Marcio Andrey Roselli

Nascido em São Paulo, SP em 30 de agosto de 1978.

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá.

Mestrando em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Atualmente trabalha na Agência Nacional de Energia Elétrica como Especialista em Regulação na Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD.

Robson Kuhn Yatsu

Nascido em Presidente Prudente, SP em 09 de fevereiro de 1977.

Engenheiro Eletricista (UNESP), Mestrando em Engenharia Elétrica (UNB). Atualmente trabalha na Agência Nacional de Energia Elétrica como Especialista em Regulação na Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD.

Kleber Kashimoto

Nascido em São Paulo/SP em 12 de outubro de 1968.

Graduado em Engenharia de Eletricidade pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, onde também obteve o grau de Mestre em 1997 e de Doutor em Sistemas de Potência em 2004.

Trabalhou de 1992 a 2000 no IEE/USP, de 2000 a 2006 na CSPE e, atualmente atua na CPFL.