

Título	Cálculo de Perdas Técnicas de Energia – Comparação de um Modelo Detalhado com o Modelo Regulatório Brasileiro
--------	--

Nº de Registro (Resumen)	145
--------------------------	-----

Empresa o Entidad
Daimon Engenharia e Sistemas

Autores del Trabajo		
Nombre	País	e-mail
André Meffe	Brasil	andre.meffe@daimon.com.br
Carlos César Barioni de Oliveira	Brasil	barioni@daimon.com.br
Alden Uehara Antunes	Brasil	alden@daimon.com.br
Denis Antonelli	Brasil	denis@daimon.com.br
Marcelo Nanni	Brasil	nanni@daimon.com.br

Palabras Clave
perdas técnicas, perdas de energia, perdas regulatórias

As perdas de energia são muito relevantes no sistema elétrico brasileiro. Dados recentes apontam para um nível médio de perdas nos sistemas de distribuição da ordem de 14% da energia requerida, divididos entre as perdas técnicas e não técnicas na mesma proporção, ou seja, em torno de 7%. Desta forma, ações para sua redução são muito importantes, pois podem postergar, por alguns anos, grandes investimentos em obras de expansão e na construção de novas usinas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL –, o órgão regulador brasileiro, estabeleceu uma metodologia de cálculo de perdas técnicas para fins regulatórios. A agência solicita um conjunto de informações de cada distribuidora, incluindo dados de suas redes e de seu mercado, com o objetivo de calcular suas perdas técnicas e, assim, definir o valor que será reconhecido nas tarifas de energia de seus consumidores.

O objetivo deste artigo é apresentar uma análise comparativa entre um método de cálculo detalhado das perdas técnicas, baseado no cálculo elétrico considerando todos os componentes do sistema, e o modelo regulatório estabelecido pela ANEEL, baseado em expressões estatísticas e redes típicas.

Para o cálculo detalhado, será apresentada a metodologia do software Pertec, utilizado em mais de 20 distribuidoras brasileiras. Nessa metodologia, utilizam-se os dados topológicos da rede e de faturamento para efetuar cálculo de fluxo de potência em 24 instantes do dia, a partir do conhecimento das curvas típicas de carga e de medições nos circuitos ou barramentos de subestações. São obtidas as perdas técnicas nos segmentos: medidor de energia, ramal de ligação, rede de baixa tensão, transformador de distribuição, rede de média tensão, subestação de distribuição e rede de alta tensão.

Em seguida, serão apresentados os aspectos mais relevantes da metodologia de cálculo utilizada pelo órgão regulador.

Finalmente, será realizada uma comparação entre os dois métodos, destacando as principais diferenças conceituais e de valores obtidos.

INTRODUÇÃO

Em trabalhos anteriores [1,2] foi desenvolvida uma metodologia para cálculo detalhado das perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição fundamentada no uso de curvas típicas de carga e realização de fluxo de potência para cada um dos instantes de um dia típico. Dessa forma, tornou-se possível obter as curvas de perdas ao longo de um dia para cada componente do sistema de distribuição e, com essas curvas, determinar as perdas de energia. Na época, era comum a realização do cálculo de perdas de demanda para o instante de ponta do sistema e o uso de estimativas de fatores de perdas para obter as perdas de energia.

A metodologia desenvolvida foi implementada em um software chamado Pertec, o qual passou a ser utilizado em várias concessionárias brasileiras que objetivavam obter um resultado mais preciso em seus cálculos de perdas técnicas de energia.

Com o passar do tempo, as perdas passaram a ter importância cada vez maior no Brasil, pois podem representar um volume elevado de energia que, além de ser uma medida da eficiência do sistema, é uma das parcelas da receita requerida que pode ser integral ou parcialmente reconhecida pelo órgão regulador (ANEEL) nas tarifas finais dos consumidores de energia elétrica.

Paralelamente, a ANEEL definiu uma metodologia de cálculo de perdas técnicas baseada em modelos de representação da rede e da carga que reproduzem condições de planejamento e de operação otimizada das redes de distribuição. Dessa forma, o regulador passou a buscar o montante de perdas que seria reconhecido no cálculo da tarifa, adotando premissas que visam repassar às tarifas somente os montantes de perdas considerados inerentes a um sistema de distribuição operando de forma eficiente.

Basicamente, a maior parte das diferenças entre as duas metodologias aqui apontadas está nos segmentos de rede de média e baixa tensão.

Este trabalho apresentará de forma sucinta o modelo de cálculo detalhado das perdas técnicas de energia em redes de média e baixa tensão e discutirá com mais detalhes o modelo de cálculo de perdas regulatórias para esses mesmos segmentos.

Em seguida, será apresentada uma comparação entre os resultados obtidos com os dois modelos, discutindo-se a influência da qualidade de algumas informações no cálculo pelo modelo regulatório.

MODELO DETALHADO

Esta seção apresenta de forma sucinta o modelo detalhado de cálculo de perdas [1,2], especificamente para os segmentos de rede de média e baixa tensão, destacando-se a modelagem utilizada para representação da carga.

Representação da Carga

No modelo detalhado, a carga de cada

consumidor é representada por uma curva típica diária que fornece a demanda ativa e reativa em intervalos de 60 minutos ou outro intervalo qualquer. Para obter essas curvas, realiza-se uma campanha de medições em campo em uma amostra estatisticamente representativa dos consumidores. Uma curva típica consiste de uma curva média e uma curva de desvio padrão para a demanda ativa e reativa, estabelecidas para cada classe de consumidor (residencial, comercial, industrial, rural e iluminação pública) e também para várias faixas de consumo. Essas curvas são dadas em pu da demanda média mensal de forma que, conhecendo-se a classe de um consumidor e sua respectiva energia mensal, é possível obter sua curva diária de carga em kW e kVAR. A título de exemplo, a Figura 1 exibe a curva de carga típica em termos de demanda ativa de um consumidor residencial de uma determinada faixa de consumo mensal.

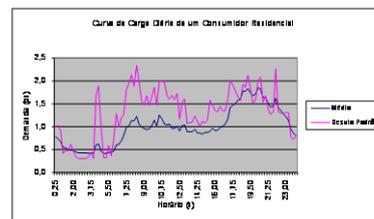


Figura 1 – Curva de Carga Típica de um Consumidor Residencial

Cálculo de Perdas em Redes MT/BT

Depois de determinar a curva de carga de cada consumidor, pode-se executar o cálculo de fluxo de potência para cada instante do dia típico. Conhecendo-se a demanda de um determinado consumidor para um dado instante e as suas fases de conexão à rede, divide-se sua carga igualmente entre o número de fases que o alimenta e calcula-se sua corrente de carga por fase em função da tensão da rede. No cálculo da corrente das cargas, utiliza-se o modelo de corrente constante com a tensão. Após calcular as correntes das cargas em seus pontos de conexão na rede, o fluxo de potência calcula as correntes por fase para todos os trechos de rede para em seguida calcular as perdas de demanda. Executando-se o cálculo de fluxo de potência para cada instante do dia, obtém-se as curvas de demanda (potência ativa e reativa) no início da rede. A partir de dados de medição, utiliza-se um método determinístico [3] de correção dos valores de demanda, para se levar em conta a presença das perdas não técnicas e eventuais erros de cadastro. Após a correção, são obtidas as curvas de perdas para cada componente do sistema, de forma que o cálculo das perdas diárias de energia se torna uma tarefa fácil. Para obter as perdas mensais de energia, assume-se que o perfil diário de carga obtido se repete nos demais dias do mês.

O método de fluxo de potência utilizado é conhecido como "pai e filho" ou *backward-forward* e

aplica-se somente no caso de redes radiais, tipo de rede que constitui a grande maioria no Brasil. Em algumas distribuidoras, há alguns casos de redes de baixa tensão que normalmente operam em malha. Neste caso, utiliza-se o Método de Gauss para efetuar o cálculo de fluxo de potência. Em qualquer dos métodos, o fluxo de potência executado é trifásico desequilibrado, de forma que eventuais desequilíbrios de correntes são considerados no cálculo das perdas, pois em cada trecho são obtidas as correntes nos três condutores de fase e no condutor de neutro. Os métodos mencionados são utilizados tanto no cálculo das redes aéreas de média tensão como no cálculo das redes aéreas de baixa tensão. A diferença básica entre os dois níveis de tensão está no tipo de carga alimentada. Na baixa tensão a carga é composta por consumidores de baixa tensão e iluminação pública. Já na média tensão a carga é composta por transformadores que alimentam os consumidores de baixa tensão e cuja curva de carga já foi calculada pelo fluxo de potência. Também é formada pelos transformadores particulares, que alimentam consumidores de média tensão, cujas curvas de carga são obtidas durante o cálculo de fluxo de potência desse nível de tensão. Além disso, no cálculo da rede de média tensão também é considerada a presença de outros componentes, como bancos de capacitores e reguladores de tensão.

MODELO REGULATÓRIO

Em linhas gerais, o modelo regulatório utilizado pela ANEEL consiste de duas etapas. A primeira é a determinação das perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição a partir de um conjunto de informações solicitadas à distribuidora. A segunda etapa consiste na realização de um balanço de energia a partir do cálculo efetuado na primeira etapa, no qual se estimou um montante de energia e propõe-se um ajuste de modo a compatibilizar a avaliação das perdas com base no mercado de consumo efetivamente verificado [4].

Basicamente, calculam-se as perdas de demanda em cada segmento e as perdas de energia são avaliadas a partir do fator de perdas correspondente.

Em alguns segmentos, o fator de perdas pode ser determinado a partir do fator de carga considerando-se a clássica expressão de correlação entre estes parâmetros dado por [2,3]:

$$F_p = k \cdot F_c + (1-k) \cdot F_c^2 \quad (1)$$

na qual:

- F_p : fator de perdas relativo a um determinado segmento do sistema (relação entre a perda média associada a um determinado período e a respectiva perda máxima registrada);
- F_c : fator de carga relativo a um determinado segmento do sistema (relação entre a demanda média associada a um determinado período e a respectiva demanda máxima registrada).

Geralmente, adota-se um valor para o fator k

compreendido na faixa de 0,15 a 0,30. Alternativamente, o fator k pode ser calculado a partir do fator de carga conforme a equação (2) sugerida pela ANEEL.

$$k = k_0 \cdot (1 - F_c) \quad (2)$$

sendo k_0 uma constante que deve ser determinada pela empresa em função da caracterização da carga. Porém, caso isso não seja possível, a ANEEL sugere alguns valores para a constante k_0 .

Um aspecto muito relevante da metodologia utilizada é o fechamento do balanço de energia do sistema de distribuição realizado na segunda etapa do cálculo. O modelo considera como dado de entrada os montantes de energia injetada no sistema e a energia fornecida (clientes cativos e livres) e propõe a correção do cálculo de perdas técnicas em cada segmento realizado na primeira etapa do cálculo. Desta forma, é possível avaliar o total de energia que transita pelas transformações e que chega a cada nível do sistema de distribuição.

Do segmento transformador de subestação à rede secundária, são considerados como dados de entrada do modelo, entre outros parâmetros, a demanda máxima, o fator de carga, o fator de potência e o fator de perdas. Portanto, nestes segmentos é possível calcular um valor de energia que é confrontado com o do balanço de energia. Neste contexto, é proposto um ajuste, impondo-se que a energia que transita pelas transformações e pela rede seja igual à do balanço. As perdas são ajustadas por meio de um fator de proporcionalidade quadrático (quadrado da relação entre a energia do balanço e a energia calculada).

Nos subitens seguintes será detalhado o modelo regulatório de cálculo de perdas nas redes de média e baixa tensão que constitui a primeira etapa de cálculo.

Perdas na Rede de Média Tensão

De acordo com o modelo regulatório, as perdas da rede de média tensão são calculadas de forma estatística. No modelo, várias hipóteses metodológicas são adotadas [7].

Basicamente, o modelo assume que cada alimentador se desenvolve de forma arborescente dentro de uma área de atuação correspondente a um setor circular. Nessa área de atuação, todos os pontos de carga (transformadores de distribuição) do alimentador atendem a cargas iguais e mesmo número de consumidores. Além da forma arborescente, vincula-se a característica de tronco e ramais ao alimentador.

Os parâmetros de desempenho técnico, tais como as perdas, para o alimentador do modelo arborescente podem ser expressos por meio de leis estatísticas, decorrentes de ajustes (pelo método dos mínimos quadrados), realizados considerando-se os resultados dos cálculos desses parâmetros e variáveis independentes, definidas a partir dos parâmetros descritivos dos alimentadores.

No cálculo elétrico efetuado que conduz à determinação das leis estatísticas, está implícita a propriedade de que os transformadores de distribuição estão conectados à rede de distribuição sempre pelo menor caminho elétrico, ou seja, tem-se a menor rede elétrica (em termos do comprimento total do alimentador) que atende àquela distribuição de transformadores. O algoritmo utilizado é denominado *árvore cronológica de comprimento mínimo* [7]. O modelo de cálculo também considera a distribuição da carga dentro do setor circular da área de atuação do alimentador, permitindo modelar circuitos que possuem seus pontos de carga distribuídos uniformemente ao longo de sua área de atuação ou concentrados no final ou no início do alimentador. Vale ressaltar que esse aspecto é de fundamental importância no cálculo das perdas, as quais são fortemente influenciadas pela distribuição da carga.

Particularmente, as perdas de demanda são obtidas a partir do parâmetro momento de perdas M_p , dado em $MW^2 \cdot km/kW$, e que tem a lei estatística correspondente com a seguinte estrutura qualitativa:

$$M_p = \alpha \cdot \left(\frac{360}{\theta} \right)^\beta \cdot N_p^\delta \cdot Zd^\gamma \quad (3)$$

na qual:

- θ : ângulo referente ao setor circular que representa a área de atuação do alimentador [graus];
- N_p : quantidade de pontos de carga (transformadores de distribuição e de consumidores primários) atendidos pelo alimentador;
- Zd : área de atuação do alimentador [km^2];
- $\alpha, \beta, \delta, \gamma$: constantes que dependem dos valores de resistência e reatância dos cabos característicos do tronco e dos ramais do alimentador.

As perdas de demanda P_{DMT} no circuito de média tensão são calculadas a partir do momento de perdas considerando-se a seguinte equação:

$$P_{DMT} = \frac{P^2 \cdot L_T}{M_p} \quad (4)$$

na qual:

- P : demanda de ponta do alimentador [MW];
- L_T : comprimento total do alimentador [km].

Finalmente, as perdas anuais de energia P_{EMT} no circuito de média tensão são calculadas a partir do seu fator de perdas F_{PMT} e das suas perdas de demanda a partir da equação (5).

$$P_{EMT} = P_{DMT} \cdot F_{PMT} \cdot 8760 \quad (5)$$

Perdas na Rede de Baixa Tensão

No caso da rede de baixa tensão, o modelo regulatório considera 5 configurações típicas de redes BT, nas quais se busca representar todos os circuitos

reais. A Figura 2 ilustra as 5 configurações típicas contempladas pelo modelo.

A metodologia considera ainda distribuição de carga uniforme, carga equilibrada, transformador localizado no centro da rede e o modelo de carga constante com relação à tensão [4]. Ao final, considera um fator de correção de 15 % para considerar o desequilíbrio da carga e a assimetria da posição do transformador.

Basicamente, a concepção metodológica consiste no cálculo de perdas de demanda por trecho elementar, que pode ser identificado a partir de qualquer extremidade dos circuitos até a primeira derivação, no caminho elétrico da carga até a fonte.

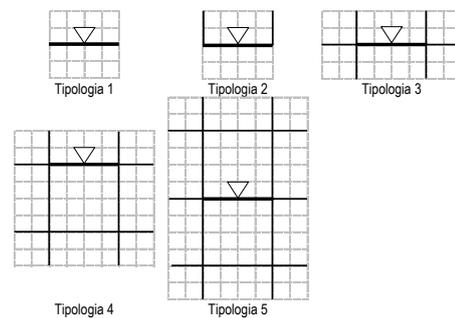


Figura 2 – Tipologias no Modelo de Rede BT

A Figura 3 ilustra um trecho elementar e a distribuição uniforme da carga e o cálculo de perdas de demanda correspondente é realizado com a equação (6).

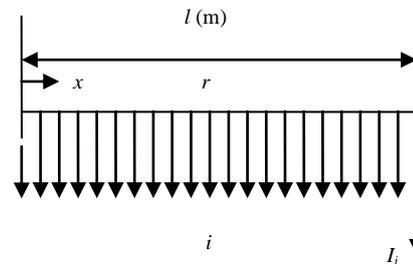


Figura 3 – Trecho Elementar de Rede BT

$$\begin{aligned} \Delta pe &= f(r, l, i, I_j) = \int_{x=0}^l r \cdot (ix + I_j)^2 dx \\ &= rl \cdot \left(\frac{i^2 l^2}{3} + i \cdot I_j l + I_j^2 \right) \end{aligned} \quad (6)$$

na qual:

- r : Resistência específica do cabo que compõe o trecho elementar [Ω/km];
- i : corrente elementar de linha por unidade de comprimento [A/m];
- l : comprimento do trecho elementar [m];
- I_j : corrente elétrica acumulada a jusante do trecho elementar [A].

A formulação de perdas apresentada é válida

para circuitos com 3 fases a 4 fios. Para circuitos com outras configurações, devem-se somar as perdas no condutor de retorno.

As perdas de energia são calculadas a partir do fator de perdas e das perdas de demanda de forma análoga ao cálculo da rede MT.

ANÁLISE DE RESULTADOS

Nesta seção, será mostrada uma comparação entre os resultados de perdas obtidos com os modelos detalhado e regulatório, destacando como alguns dados de entrada do modelo regulatório podem influenciar significativamente o valor final das perdas.

Redes de Média Tensão

O cálculo das perdas nas redes de média tensão pelo modelo regulatório baseia-se em diversos atributos descritores da rede, os quais podem alterar significativamente os valores das perdas, tais como o ângulo de ação e a área de atuação. Na obtenção do ângulo de ação, deve-se escolher o percentual de cargas (transformadores de distribuição) que ele deve conter. O ângulo será máximo caso o objetivo seja conter 100% das cargas. Como a área de atuação depende do ângulo, a escolha do percentual de cargas contidas dentro do ângulo também afetará a área de atuação.

A Tabela 1 apresenta o resultado de 4 simulações realizadas considerando-se diferentes percentuais de cargas contempladas para determinação da área e do ângulo de ação. Nota-se que, dependendo do critério adotado para consideração ou não do total de cargas atendidas pelo alimentador, as diferenças podem ser significativas. Quanto menor o percentual de cargas contempladas, menor é o ângulo e a área de atuação, logo, maiores são os valores de perdas obtidos. Além disso, quando comparados com os resultados obtidos pelo modelo detalhado (Pertec), verificam-se grandes discrepâncias, sendo que os valores obtidos pelo modelo regulatório ora são superiores, ora são inferiores ao resultado do Pertec.

Tabela 1 – Perdas (kW) na Rede de Média Tensão

Rede MT	100% cargas	95% cargas	90% cargas	85% cargas	Pertec
1	0,05	0,05	0,05	0,09	0,31
2	9,40	9,40	9,40	9,57	8,67
3	107,83	117,13	120,33	120,33	223,51
4	16,87	17,63	18,67	19,55	28,29
5	21,28	22,87	24,10	25,20	65,41
6	55,58	59,38	59,95	61,48	34,60
7	68,10	80,12	83,88	87,15	53,90
8	63,70	68,32	70,02	71,14	105,91
9	26,10	29,71	31,92	32,17	71,10

Outro parâmetro de grande influência no cálculo das perdas segundo o modelo regulatório é a resistência do condutor do tronco. Muitas distribuidoras possuem ao longo do tronco mais de um tipo de cabo com resistências diferentes. Para isso, a ANEEL permite que a distribuidora componha um cabo genérico para determinação da resistência

equivalente do cabo de tronco em função da densidade linear de carga, resistência e comprimento dos cabos envolvidos.

Partindo-se da mesma premissa adotada pelo órgão regulador para determinação da resistência equivalente para troncos formados por dois tipos de cabos, foi desenvolvida uma formulação genérica para o cálculo da resistência equivalente para n tipos de cabos.

Verificou-se que todos os alimentadores contemplados na Tabela 1 possuíam tronco com 2 ou mais cabos associados. Calculando-se a resistência equivalente para esses casos, é possível determinar qual o impacto no cálculo das perdas. Os resultados são apresentados na Tabela 2. Analisando-se comparativamente as Tabelas 1 e 2, pode-se concluir que as perdas calculadas utilizando-se a resistência equivalente (Tabela 2) é, em todos os casos, maior do que aquela calculada apenas considerando-se a resistência do cabo no início do alimentador (Tabela 1). Isso ocorreu pelo fato de que foi considerado um cabo de tronco equivalente formado pelo cabo no início do alimentador e por outro cabo de menor bitola presente no tronco desse alimentador. Dessa forma, a resistência do tronco aumentou consideravelmente.

Tabela 2 – Perdas (kW) na Rede de Média Tensão com Resistência Equivalente

Rede MT	100% cargas	95% cargas	90% cargas	85% cargas	Pertec
1	0,07	0,07	0,07	0,14	0,31
2	18,41	18,41	18,41	19,07	8,67
3	119,00	130,14	134,00	134,00	223,51
4	21,78	23,12	25,02	26,65	28,29
5	21,52	23,15	24,41	25,54	65,41
6	60,93	65,70	66,42	68,35	34,60
7	69,85	82,76	86,81	90,34	53,90
8	166,93	189,40	197,95	203,67	105,91
9	40,48	50,88	57,73	58,54	71,10

Redes de Baixa Tensão

Sabe-se que o modelo regulatório para determinação das perdas nas redes de baixa tensão baseia-se em cinco tipologias de redes otimizadas. Não há um critério definido para classificação das redes reais em uma das cinco tipologias. Há muitos casos em que as distribuidoras adotam critérios de classificação de acordo com o comprimento da rede, porém carecendo de uma análise mais minuciosa da topologia em si.

Para avaliar o impacto desse atributo descritor das redes de baixa tensão, realizou-se uma simulação com 49.196 redes de baixa tensão de uma determinada distribuidora brasileira. Variando-se as tipologias associadas a cada rede de baixa tensão e fixando-se os demais parâmetros, foram determinadas as perdas de demanda. A Tabela 3 apresenta os valores obtidos para as 9 primeiras redes. Verifica-se que os valores de perdas de uma determinada rede podem sofrer variações maiores que 100%, dependendo da tipologia escolhida. Nota-se também que os maiores valores de perdas ocorrem para casos em que as redes foram classificadas entre tipologias 1 e 2.

A Tabela 4 apresenta um resumo de qual tipologia resulta no maior valor de perdas de demanda calculadas para as 49.196 redes contempladas. Com isso, verifica-se que as tipologias 1 e 2 são aquelas que resultam em valores maiores de perdas. Tal resultado é compreensível, pois essas tipologias possuem menor número de ramificações em relação às outras, ocasionando assim em perdas maiores, uma vez que a corrente elétrica se concentra em um número menor de trechos.

Tabela 3 – Perdas (W) na Rede de Baixa Tensão

Rede BT	Perdas T1	Perdas T2	Perdas T3	Perdas T4	Perdas T5
1	7,85	7,85	4,90	4,17	2,72
2	3,51	3,51	2,19	1,86	1,21
3	4,60	4,60	2,87	2,44	1,59
4	28,36	28,36	17,72	15,06	9,84
5	0,19	0,20	0,12	0,12	0,08
6	3,40	3,40	2,13	1,81	1,18
7	68,35	83,63	48,45	60,89	38,09
8	70,57	70,57	44,11	37,49	24,50
9	591,73	662,29	396,29	427,91	271,77

Tabela 4 – Ocorrência da Maior Perda

Tipologia	Ocorrência
1	4,91%
2	32,75%
1 ou 2*	62,33%
4	0,01%

*Tipologias 1 e 2 resultam no mesmo valor de perda máxima.

Comparando-se com os resultados obtidos pelo modelo detalhado (Pertec), verificam-se grandes discrepâncias em relação aos valores calculados pelo modelo regulatório. A Tabela 5 apresenta as variações percentuais dos valores obtidos pelo modelo regulatório com relação ao cálculo realizado pelo Pertec. Nota-se que os valores calculados pelo modelo regulatório são, em sua maioria, consideravelmente menores do que aqueles calculados pelo modelo detalhado. Comparando-se os valores de perdas das 49.196 redes, verifica-se que as perdas calculadas pelo modelo detalhado são quase que absolutamente superiores às perdas calculadas pelo modelo regulatório. Tais números podem ser verificados na Tabela 6.

Tabela 5 – Modelo Detalhado X Modelo Regulatório

Rede BT	Var. (%) T1	Var. (%) T2	Var. (%) T3	Var. (%) T4	Var. (%) T5
1	-92,86	-92,86	-95,55	-96,21	-97,53
2	-82,45	-82,45	-89,05	-90,70	-93,95
3	-84,67	-84,67	-90,43	-91,87	-94,70
4	-90,22	-90,22	-93,89	-94,81	-96,61
5	-98,10	-98,00	-98,80	-98,80	-99,20
6	-96,60	-96,60	-97,87	-98,19	-98,82
7	-86,60	-83,60	-90,50	-88,06	-92,53
8	-81,43	-81,43	-88,39	-90,13	-93,55
9	-78,64	-76,09	-85,69	-84,55	-90,19

Tabela 6 – Ocorrência da Maior Perda

Modelo	Ocorrência
Pertec	98,44%
Regulatório	1,56%

CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma comparação entre dois modelos de cálculo de perdas. Foi comparado um modelo detalhado baseado em fluxo de potência e curvas típicas de carga com um modelo regulatório baseado em modelos de redes otimizadas.

De acordo com os resultados apresentados, fica clara a influência de determinados dados de entrada no caso do modelo regulatório. Muitas vezes, a determinação de alguns desses dados envolve aspectos subjetivos. Por isso, deve-se tomar cuidado ao utilizar o modelo regulatório para calcular as perdas de uma distribuidora. Entretanto, deve-se ressaltar que muitas vezes esse modelo produzirá perdas menores que modelos baseados em fluxo de potência, pois o objetivo do órgão regulador é repassar às tarifas somente valores de perdas obtidos a partir de premissas de utilização de redes de forma otimizada. Já o modelo detalhado sempre deve ser almejado pelas distribuidoras, uma vez que ele permite identificar melhor as partes do sistema que apresentam perdas maiores e, dessa forma, estabelecer um plano de combate às perdas de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C. C. B. Oliveira; N. Kagan; A. Meffe; S. Jonathan; S. L. Caparroz; J. L. Cavaretti, 2001, "A New Method For The Computation Of Technical Losses In Electrical Power Distribution Systems", CIRED 2001 – 16th International Conference on Electricity Distribution, Amsterdam.
- [2] A. Meffe, 2001, "Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição", EPUSP, São Paulo, Brazil.
- [3] A. Meffe, 2007, "Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição – Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações", EPUSP, São Paulo, Brazil.
- [4] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2007, "Perdas Técnicas nas Instalações de Distribuição – Descrição Detalhada da Metodologia", Nota Técnica N° 0035, Brazil.
- [5] CODI – Comitê de Distribuição, 1996, "Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição", Documento Técnico CODI-3.2.19.34.0, Brazil.
- [6] H. P. Schmidt; C. C. B. Oliveira; A. Meffe; M. A. Rosa, 2003, "Loss Estimation in LV Circuits Using Intelligent Techniques – The RGE Experience", CIRED 2003 – 17th International Conference on Electricity Distribution, Barcelona.
- [7] M. R. Gouvea, 1993, "Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica", EPUSP, São Paulo, Brazil.