



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Sistema de Avaliação Técnico-Econômica e de Priorização de Alternativas de Otimização das Perdas em Sistemas de Distribuição.

Sergio Augusto Corrêa	André Méffe	
AES Eletropaulo	Daimon	
sergio.correa@aes.com	andre.meffe@daimon.com.br	

Palavras-chave:

Análise benefício/custo
Curvas típicas de carga
Nível ótimo de perdas técnicas
Perdas técnicas
Priorização de obras

Resumo

Este artigo apresenta a metodologia para cálculo de perdas técnicas que foi implantada na AES ELETROPAULO bem como a metodologia que foi desenvolvida para a determinação do nível ótimo de perdas técnicas em um sistema de distribuição de energia elétrica. O artigo apresenta de forma detalhada a metodologia de cálculo de perdas em cada segmento e a modelagem utilizada para representar a carga. Em seguida, apresenta-se a metodologia para determinação do nível ótimo de perdas, baseada na simulação de algumas obras para redução de perdas em uma rede qualquer. Para cada obra simulada, calcula-se o benefício/custo e, em seguida, prioriza-se as obras simuladas em cada segmento para determinar o nível ótimo de perdas.

1. Introdução

A importância da energia elétrica na sociedade tem exigido das concessionárias de energia elétrica níveis de qualidade cada vez maiores nos serviços por elas prestados.

Os altos custos envolvidos na construção de novas unidades geradoras, novas linhas de transmissão e de distribuição, associados ao esgotamento da capacidade geradora, tornam necessária a busca de outros caminhos para atender a demanda crescente de energia elétrica.

Desta forma, é imprescindível que as concessionárias de energia elétrica lancem mão das mais atuais ferramentas disponíveis, visando o melhor aproveitamento de sua infra-estrutura e o melhor suporte possível para a tomada de decisões.

Neste ambiente onde somam-se a competitividade, a cobrança por resultados, e responsabilidade enorme - dada a importância da energia elétrica na sociedade - é imprescindível que se procure sempre o ponto ótimo de operação e gerência dos sistemas elétricos de potência.

Este trabalho buscou o desenvolvimento de uma ferramenta que, baseada em uma sólida metodologia de cálculo de perdas, possa determinar o ponto ótimo de operação do sistema, além de dar um suporte consistente para a tomada de decisões gerenciais estratégicas.

Para isto, a ferramenta se divide em dois módulos que se complementam. O primeiro é responsável por extrair informações da base de dados das concessionárias de energia elétrica e promover, em seguida, um cálculo realista e consistente das perdas em todo o trajeto da potência. Este módulo é denominado Pertec. Em todos os momentos onde seja necessário fazer um cálculo das perdas elétricas no sistema, o Pertec será requisitado para este fim.

A partir dos resultados do Pertec a ferramenta promove um procedimento para estabelecer qual a melhor forma de operar o sistema e ainda oferecer suporte para a tomada de decisões relacionadas a ampliações e investimentos no mesmo.

Assim, para atingir o objetivo da ferramenta, dois pontos devem ser desenvolvidos com especial atenção:

- Desenvolvimento de um modelo para a definição dos níveis ótimos de perdas em cada segmento do sistema de distribuição, através de análise benefício/custo das diversas ações de redução de perdas;
- Desenvolvimento de um módulo computacional para a definição dos níveis ótimos de perdas em cada segmento, com a obtenção de curvas Investimentos x Redução de Perdas, resultando no melhor plano de ações de investimentos para a redução de perdas.

A seguir será apresentada a metodologia do cálculo do nível ótimo de perdas técnicas.

2. Modelos de cálculo para avaliação da redução de perdas

Após o primeiro cálculo de perdas na rede são avaliados os impactos de algumas ações para melhoria e redução do nível de perdas no mesmo.

As ações que serão avaliadas são:

- Balanceamento da carga;
- Instalação de bancos de capacitores;
- Reposicionamento dos transformadores de distribuição;
- Recondutoramento de trechos de rede;
- Seccionamento de rede;
- Troca de transformadores de distribuição.

As ações são descritas a seguir:

2.1. Balanceamento de Cargas

A metodologia analisa cada ET na baixa tensão e cada alimentador na média tensão, e caso o desequilíbrio de cor-rente encontrado seja maior que um valor estabelecido ajustável, as cargas são distribuídas entre as fases disponíveis.

A composição de custos é a somatória do valor unitário médio das distribuições das cargas efetivamente realizadas.

2.2. Instalação de Bancos de Capacitores nas Redes de Média Tensão

As barras de média tensão são classificadas através de índices de mérito pelo Método de Busca Heurística, que indicam a redução de perdas na rede pela injeção de reativos em cada barra específica

no horário de ponta do alimenta-dor, sendo os resultados estendidos convenientemente para os demais períodos do dia, assumindo fator de perdas constante.

Para realizar esta ação, o fator de potência da rede deve ser menor que um valor estabelecido ajustável. O custo total é definido pela soma do custo médio individual dos bancos alocados.

2.3. Reposicionamento de Transformador de Distribuição

Calcula-se inicialmente o centro de carga de cada rede de baixa tensão, a barra da rede de baixa tensão mais próxima do mesmo é eleita para a instalação do transformador.

Para executar o reposicionamento, a rede de baixa tensão deve ter um comprimento total mínimo e o deslocamento do transformador deverá ser de uma distância percentual mínima com relação ao comprimento total da rede de baixa tensão que este alimenta.

A composição de custos é a somatória do valor unitário médio das reposições efetivamente realizadas.

2.4. Recondutoramento de trechos de rede

As ações de recondutoramento são executadas quando o carregamento do trecho resulta na circulação de corrente acima de um nível preestabelecido ajustável pelo usuário.

As ações de recondutoramento na média tensão e na baixa tensão são independentes e podem possuir índices de carregamento máximo e parâmetros financeiros diferentes. Para cada condutor catalogado na base de dados de cabos da empresa, pode ser especificado um outro condutor de maior capacidade de condução de corrente para ser utilizado no recondutoramento.

Para o cálculo do custo utiliza-se o custo por quilômetro da obra e a extensão total dos trechos de rede selecionados.

2.5. Seccionamento de rede

A rede original é seccionada no seu centro de carga resultando na divisão em duas redes de baixa tensão. As posições dos transformadores das duas redes seguem o mesmo princípio do reposicionamento e se localizam nas barras mais próximas das redes de baixa tensão aos respectivos centros de carga.

A composição de custos é a somatória do valor unitário médio do seccionamento de redes efetivamente realizado.

2.6. Troca de Transformadores de Distribuição

O usuário pode determinar qual será o valor de carregamento de um transformador que determinará a sua substituição. Outro parâmetro ajustável pelo usuário nesta ação é o transformador substituto. Como regra inicial, para um dado transformador a ser substituído, seu substituto será aquele com a potência nominal imediatamente superior.

O custo global da obra se dá pela soma dos valores envolvidos em cada transformador substituído.

3. Indicadores econômicos para a priorização de obras

A partir da melhoria do sistema de distribuição proporcionada pela proposição das obras, em termos do desempenho operacional, procede-se à correspondente valoração econômica do benefício técnico verificado.

Para tanto, devem ser considerados um conjunto de dados de entrada, basicamente constituídos por custos unitários relativos aos parâmetros operacionais, bem como algumas considerações e premissas adicionais.

Os critérios e procedimentos para avaliação do benefício econômico das obras são analisados nos itens seguintes.

3.1. Benefício Econômico das Perdas Técnicas

A valoração das perdas de demanda, associa-se a economia de não ter que expandir a rede de distribuição atual para sustentar um incremento de carregamento na ponta do sistema. Já as perdas de energia são valoradas pelo valor da respectiva tarifa de compra, correspondendo ao prejuízo efetivo do montante de energia comprado e não comercializado.

Desta forma, a partir do benefício técnico auferido pelas obras no tocante à redução das perdas, pode-se valorá-lo economicamente, da seguinte forma:

$$BEP1^{\circ} ano = (BEP_{Dem} \cdot C_{marg}) + (BEP_{En} \cdot VEP) \quad (1)$$

na qual:

$BEP 1^{\circ} ano$: Benefício econômico em perdas técnicas no primeiro ano (R\$);

C_{marg} : Custo marginal de expansão da rede de distribuição MT (nível tarifário A4 – (R\$/kW • ano);

VEP : Valoração da energia de perdas aproximada pela tarifa média de compra da Empresa (R\$/MWh);

BEP_{Dem} : Benefício técnico da obra relativo à redução das perdas de demanda (MW);

BEP_{En} : Benefício técnico da obra relativo à redução das perdas de energia (MWh).

3.2. Taxa de Rentabilidade Inicial do Investimento

O índice de mérito utilizado é a TRII – Taxa de Rentabilidade Inicial do Investimento – que combina o benefício econômico auferido pela obra com o custo correspondente. A formulação correspondente é:

$$TRII = \frac{BT 1^{\circ} ano}{CA} \quad (2)$$

na qual:

$BT 1^{\circ} ano$: Benefício econômico total auferido pela obra no primeiro ano de estudo, sendo:

$BT 1^{\circ} ano = BEP 1^{\circ} ano + BEND 1^{\circ} ano + BDQT 1^{\circ} ano$

CA : Custo Anualizado, ou seja, investimentos após a data zero (R\$).

O custo anualizado (CA) pode ser obtido a partir da seguinte expressão:

$$CA = I \cdot FRC \quad (3)$$

$$FRC = \frac{j \cdot (1 + j)^{VU}}{(1 + j)^{VU} - 1} \quad (4)$$

na qual:

I : Investimento total associado à obra em análise;

FRC : Fator de recuperação do capital;

j : Taxa de atualização do capital;

VU : Vida útil da obra.

3.3. Relação Benefício/Custo

O cálculo de benefício/custo considera horizontes de apenas cinco anos, uma vez que existem informações topológicas referentes às redes elétricas somente para este período. Os investimentos e benefícios para a data presente são calculados através das equações (5) e (6) e o benefício-custo através da equação (7).

$$INV_{pres} = \sum_{n=1}^5 \frac{inv_n}{(1+j)^n} \quad (5)$$

$$BEN_{pres} = \sum_{n=1}^5 \frac{ben_n}{(1+j)^n} \quad (6)$$

$$B/C = \frac{BEN_{pres}}{INV_{pres}} \quad (7)$$

na qual:

INV_{pres} ----- Investimento total na data presente;

BEN_{pres} ----- Benefício total na data presente;

INV_n ----- Investimento total para o ano n;

BEN_n ----- Benefício total para o ano n;

j ----- Taxa de atualização do capital;

n ----- Ano da análise.

3.4. Período de Retorno

O cálculo do período de retorno utiliza um período igual à vida útil dos equipamentos envolvidos na análise. Isto é feito de acordo com as seguintes considerações:

3.4.1. Os Benefícios e Investimentos para os cinco primeiros anos são calculados através dos dados topológicos de redes;

3.4.2. Os Investimentos anualizados, para os anos subseqüentes aos cinco primeiros, são obtidos por extrapolação, sendo iguais aos investimentos totais do quinto ano;

3.4.3. Os Benefícios são extrapolados de acordo com os benefícios totais do quinto ano adicionados de um crescimento anual linear, referente ao crescimento de cargas para a extrapolação. Este crescimento somente será realizado para i períodos subseqüentes ao quinto ano.

O cálculo do investimento total, com extrapolação para um período igual ao da vida útil dos equipamentos, na data presente é realizado segundo a equação (7).

$$IEXT_{pres} = \sum_{n=1}^{VU} \frac{INV_n}{(1+j)^n} \quad (7)$$

na qual:

$IEXT_{pres}$ ----- Investimento total na data presente por ex-trapolação;

INV_n ----- Investimento total para o ano n;

j ----- Taxa de atualização do capital;

n ----- Ano da análise.

O cálculo do período de retorno, finalmente, é realizado segundo a lógica:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{enquanto } \sum_{n=1}^{VD} \frac{BEN_n}{(1+j)^n} < IEXT_{pres}, P_{ret} = (VD)+1 \\ \text{caso contrário } P_{ret} = n \text{ e finaliza-se o processo} \end{array} \right.$$

na qual:

BEN_n ----- Benefício total para o ano n com extrapolação;

j ----- Taxa de atualização do capital;

n ----- Ano da análise;

Pret ----- Período de retorno do investimento total.

4. Metodologia para determinação do nível ótimo de perdas técnicas

Para determinar o estado ótimo de operação do sistema, realiza-se um primeiro cálculo de perdas na rede para, em seguida, avaliar os impactos de algumas ações para melhoria e redução do nível de perdas.

Para que se consiga estabelecer o ponto ótimo de operação os passos abaixo serão seguidos em seqüência:

1. Cálculo inicial das perdas técnicas nos segmentos/redes selecionados (PERTEC);
2. Simulação das ações para redução de perdas;
3. Novo cálculo das perdas, para cada elemento/ação simulado;
4. Cálculo dos ganhos em redução de perdas e dos indicadores de Benefício/Custo;
5. Priorização das ações e obtenção do ponto de corte (“perdas ótimas”).

Esta seqüência de ações descreve o fluxo geral da metodologia, que será mais bem descrita a seguir.

Primeiramente é calculado o estado atual de perdas no sistema de distribuição através do aplicativo Pertec. Em seguida, diversas ações são simuladas nos vários segmentos, dependendo de sua exequibilidade. As ações se dão individualmente, ou seja, elas não são analisadas seguindo um efeito cascata, onde uma se sobrepõe à outra.

Para cada tipo de ação considerada, um novo cálculo de perdas completo é realizado no sistema de distribuição resultando em indicadores técnico-econômicos para cada obra.

De posse dos indicadores de benefícios/custos e das ações possíveis, é realizado um método de priorização de ações, contemplando restrições financeiras e a distribuição das obras por segmento/regionais.

Os resultados alcançados são processados de forma que, como resultado final, o ponto ótimo de operação daquele sistema de distribuição é determinado. Este ponto ótimo não deve vir a ser aquele em que as perdas na rede de distribuição sejam mínimas, mas sim aquele que converte a estrutura existente na mais eficiente possível em termos financeiros.

5. Implantação em Área Piloto

Com o intuito de avaliar os softwares desenvolvidos e examinar seus resultados, uma área piloto foi determinada. Da implantação do software em uma área piloto, espera-se obter parâmetros para avaliar o comportamento do mesmo quando este passa a processar dados que refletem condições reais de operação, tanto no aspecto qualitativo quanto no aspecto quantitativo.

Para isso, a seguir é apresentada a área piloto, os resultados da implementação do software na mesma e por fim uma discussão sobre os resultados obtidos.

5.1. Área Piloto

A área piloto escolhida foi o circuito COG – Congonhas, que possui 15 alimentadores e CAI – Canindé, que possui 13 alimentadores.

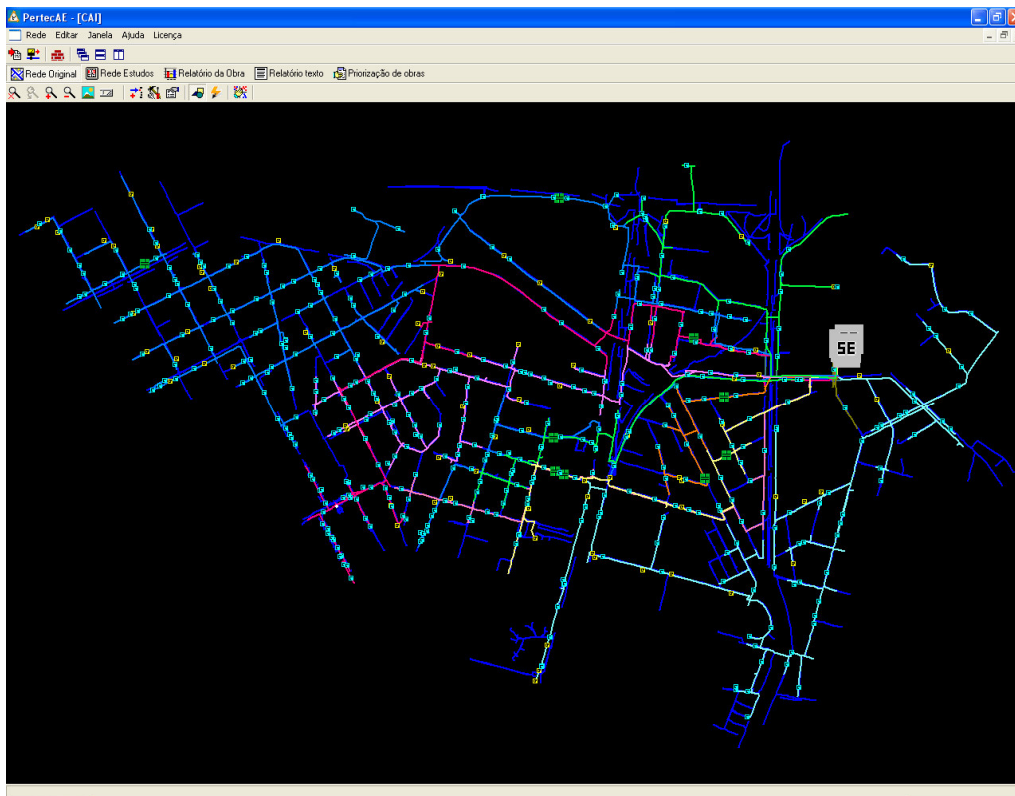


Figura 1. Área piloto: Circuitos CAI – Canindé

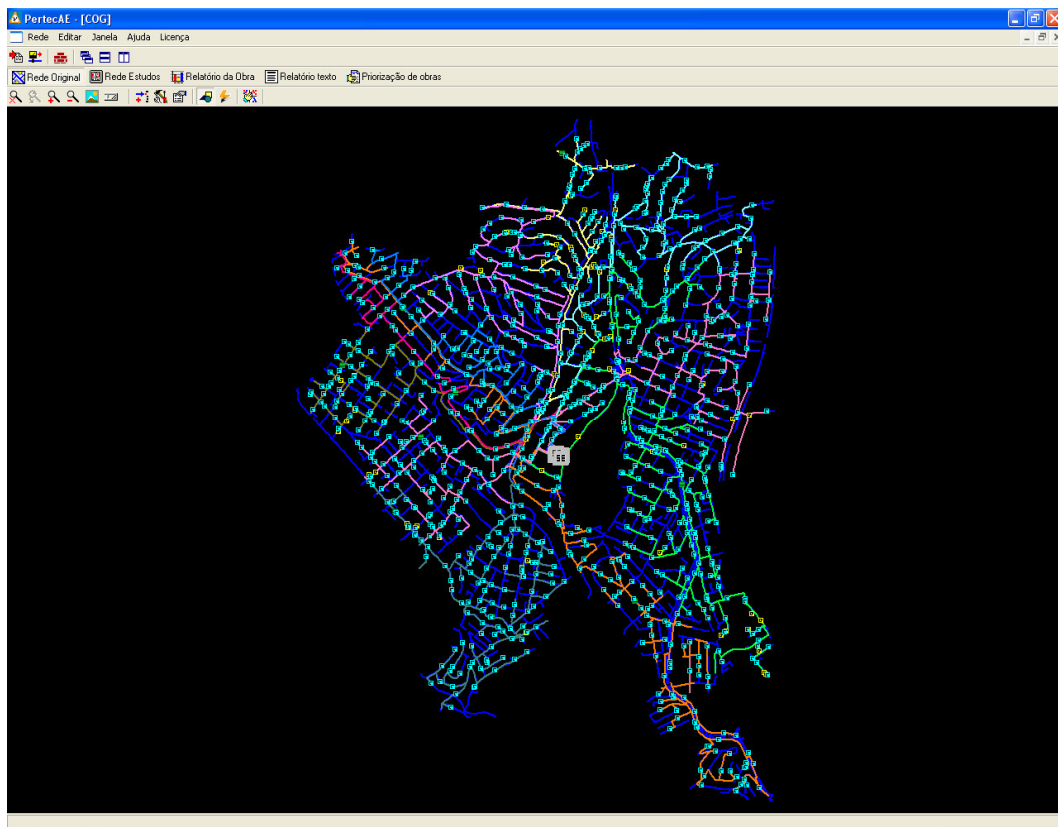


Figura 2. Área piloto: Circuitos COG – Congonhas

5.2. Aplicação do software de determinação do ponto ótimo de perdas técnicas em região piloto.

Para apresentar os resultados da ferramenta, foram simuladas algumas ações na região compreendida pela subestação CAI – CANINDÉ.

Os resultados que serão aqui mencionados são referentes às ações de recondutoramento MT e reposicionamento de estação transformadora apresentados nas tabelas 1 e 2, respectivamente.

Para esta aplicação, no recondutoramento MT, todos os trechos com carregamento acima de 70% da corrente nominal foram recondutorados. Para o cálculo do benefício/custo, a seguinte fórmula é aplicada:

$$B/C = \frac{\text{Benefício Anual}}{\text{Custo Anual}} = \frac{\Delta e_p \cdot C_{en}}{C_{amort}}$$

na qual:

$$\Delta e_p = (e_p(\text{antes}) - e_p(\text{depois})) \cdot 12$$

$e_p(\text{antes})$: perdas de energia na rede antes da obra (rede original)

$e_p(\text{depois})$: perdas de energia na rede depois da obra.

C_{en} : custo das perdas, em R\$/kWh.

C_{amort} : custo anual de amortização da obra ou custo anual equivalente da ação realizada.

Sendo que:

$$C_{amort} = C_{obra} \cdot FRC$$

onde:

C_{amort} : custo anual de amortização da obra ou custo anual equivalente da ação realizada.

C_{obra} : custo total de realização da obra.

FRC : Fator de Recuperação do Capital.

E o FRC é calculado da seguinte forma:

$$FRC = \frac{j \cdot (1 + j)^n}{(1 + j)^n - 1}$$

j : juro anual aplicado ao capital.

n : número de anos considerados na operação.

Para estas obras de recondutoramento foram utilizados os seguintes valores:

$C_{en} = \text{R\$ } 80 \text{ MWh}$

$n = 20$ (anos).

$j = 12\%$ a.a..

Assim, $FRC = 0,1339$.

Tendo estes parâmetros para o processamento das obras, os resultados obtidos estão nas tabelas abaixo:

Tabela 1 – Resultados do Recondutoramento em Média Tensão

Alimentador	Comprimento recondutorado (m)	Custo total do recondutoramento (R\$)	Varição de perdas (kWh)	Varição de perdas da obra (%)	Benefício/custo da obra (%)
CAI0106	1	50,279	-35,45	-0,11	505,6238
CAI0106	1	37,20	-18,21	-0,0565	351,043

É possível observar com esta simulação que, para o alimentador em destaque, seria interessante que fosse procedido o recondutoramento dos trechos, visto que o benefício proporcionado pela execução da obra é atrativo (maior que 100%).

Para a obra de troca de estação transformadora, foram adotados os parâmetros padrões do programa para regras da troca, que são:

- Carregamento no instante de ponta menor que 30%.
- Ou carregamento no instante de ponta maior que 110%.
- Carregamento alvo no instante de ponta 70%.

Os demais parâmetros financeiros são os mesmos do exemplo anterior.

Tabela 2 – Resultados da obra de troca de transformador

Transformador	Custo (R\$)	Varição de perdas (kWh)	Varição de perdas (%)	Benefício/custo da obra (%)
152ET051647	1956,6	-760,88	-94,31	278,844
152ET085366	1956,6	-608,95	-74,5	223,166
152ET049215	1956,6	-575,67	-88,346	210,97
152CN002166	1956,6	-549,88	-75,958	201,553
152ET055504	1956,6	-545,77	-83,13	200,012
152ET008018	1956,6	-522,39	-79,65	191,443
152ET121000	2175,55	-563,72	-68,242	185,804

Na tabela 2 encontram-se apenas algumas das trocas calculadas pelo programa, visto que a lista completa contempla 21 obras viáveis. Nesta tabela, os resultados apresentados varrem quase toda a gama de benefício/custo encontrada.

A determinação de qual vem a ser o limite entre as ações lucrativas que devam ser realizadas e as ações que não trazem benefícios suficientes para serem executadas depende da disponibilidade de investimentos da concessionária, sendo que o programa apresentará a sua indicação do investimento necessário para o alcance do nível ótimo de perdas técnicas da rede de distribuição.

6. Conclusões

Dados os argumentos apresentados, pode-se verificar que a base racional e lógica da ferramenta para o cálculo de perdas ótimas mostra-se sólida e coerente. As metodologias e bases teóricas que a compõe não são embrionárias, pelo contrário, estão fundamentadas pelas diversas aplicações em que foram empregadas.

Observa-se que o cálculo do nível de perdas ótimas do sistema é diretamente dependente dos cálculos de perdas elétricas no mesmo. Para dar solidez a esta necessidade é utilizado o Pertec, visto que esta ferramenta está em um estágio de maturidade adequado para atender a esta necessidade.

No entanto, o alcance do ponto ótimo é algo relativo. E assim o é, em função da dependência dos resultados atingidos em razão das diretrizes que os nortearão. Portanto, para que sejam coerentes os resultados finais, durante toda a elaboração das metodologias a serem desenvolvidas e implementadas, os objetivos, parâmetros e particularidades da ferramenta deverão sempre ser apresentados e discutidos de forma clara e producente.

7. Referências bibliográficas e/ou bibliografia

- [1] AMENDOLA, A G; ROCHA, M C. Determinação do Algoritmo Árvore Cronológica de Comprimento Mínimo para Aplicação em Estudos de Planejamento de Redes de Média Tensão, XI SENDI, Blumenau, Setembro de 1992.
- [2] BACELAR, J. Perdas no Sistema de Distribuição da COELBA, Relatório 214R – COELBA, Salvador, Setembro de 1994.
- [3] BACELAR, J. Equações de Fatores de Perdas, CONLADIS, Chile, 1996.
- [4] CODI – Comitê de Distribuição. Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição, Doc. Técnico CODI-3.2.19.34.0, Agosto de 1996.
- [5] CIPOLI, J A; BORGES, J A M. Avaliação das Perdas de Energia no Sistema Elétrico, I-SIDEE, Belo Horizonte, Novembro de 1990.
- [6] CELPE – Companhia Energética de Pernambuco. Determinação das Perdas do Sistema de Distribuição, ASEP / DEME – CELPE, Agosto de 1993.
- [7] CCON – Comitê Coordenador de Operações Norte / Nordeste. Determinação de Perdas em Sistemas de Distribuição, XI SENDI, Blumenau, Setembro de 1992.
- [8] GRAINGER, J J; KENDREW, T J. Evaluation of Technical Losses on Electric Distribution Systems, CIRED, 1989.
- [9] JARDINI, J A; TAHAN, C M V; CASOLARI, R P; AHN, S U; FIGUEIREDO, F M. Curvas Diárias de Carga – Base de Dados Estabelecida com Medições em Campo, CIRED, Argentina, 1996.
- [10] JARDINI, J A; CASOLARI, R P; FERRARI, E L e outros. Curvas Diárias de Carga de Consumidores Comerciais e Industriais, XIII SENDI, São Paulo, Maio de 1997.
- [11] LEITE, G F; ARAÚJO, R J P; MARTINS, V L. Determinação das Perdas Elétricas em Circuitos Secundários de Distribuição, CIER, São Paulo, Outubro de 1985.
- [12] MÉFFE, A. Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição, Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 2001.
- [13] POVEDA, M. A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads, IEEE Transmission and Distribution Conference, 1999.