



Metodologia e Determinação do Nível Ótimo das Perdas Técnicas em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Marco Arthur Stort Ferreira
Luiz Carlos Ottoni
Renato Oliveira Guimarães
Raiciano de Góes Moreno
ENERSUL
marcostort@notes.escelsa.com.br

André Méffe
Carlos C. Barioni de Oliveira
Maurício Bosqueto Maia de Campos
enerq/EPUSP
barioni@pea.usp.br

RESUMO

Este artigo apresenta a metodologia para cálculo de perdas técnicas que foi implantada na ENERSUL 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, priorizam-se as obras simuladas em cada segmento para determinar o nível ótimo de perdas.

PALAVRAS-CHAVE

Perdas técnicas, curvas típicas de carga, nível ótimo de perdas técnicas, análise benefício/custo, priorização de obras.

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 infraestrutura 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 observados 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 Pertec e, em seguida, a metodologia do cálculo do nível ótimo de perdas técnicas.

2. METODOLOGIA PARA CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS POR SEGMENTO – METODOLOGIA PERTEC

A metodologia proposta destina-se ao cálculo detalhado das perdas nos principais segmentos do sistema de distribuição. Para aplicar essa metodologia, serão utilizadas informações provenientes de bases de dados onde estão cadastrados os dados das redes primárias, redes secundárias, transformadores de distribuição, subestações de distribuição e também os dados relativos aos consumidores de baixa e média tensão. A metodologia que será apresentada a seguir realiza o cálculo das perdas técnicas nos segmentos:

- Medidor de energia;
- Rede secundária;
- Rede primária;
- Ramal de ligação;
- Transformador de distribuição;
- Subestação de distribuição.

A metodologia proposta para o cálculo das perdas técnicas nos diversos segmentos, que será detalhada nos próximos itens, pode ser resumida pelos passos a seguir:

- a) Atribui-se a cada medidor de energia um valor fixo de perdas.
- b) Calculam-se as perdas nos ramais de ligação assumindo-se valores típicos de comprimento e de resistência ôhmica de condutores padronizados e utilizando as curvas de carga típicas dos consumidores.
- c) Para cada rede secundária ligada a um transformador de distribuição, doravante denominado ET (estação transformadora), de um alimentador primário, calcula-se a perda de energia a partir de cálculo elétrico da rede por fase, utilizando a metodologia de curvas de carga.

d) Calculam-se as parcelas das perdas no ferro e no cobre nos transformadores de distribuição (ET's), a partir de seus dados nominais e da sua curva de carga diária por fase, obtida pela agregação das curvas de carga dos consumidores secundários ligados à ET.

e) Ao término do cálculo de todas as ET's de um alimentador primário, calcula-se a perda de energia na rede primária a partir de cálculo elétrico da rede por fase, utilizando a metodologia de curvas de carga, incluindo-se os consumidores primários. Ao final deste cálculo, obtém-se a curva de carga diária do alimentador.

f) Repetem-se os passos anteriores para todos os alimentadores de uma determinada subestação. Em seguida, calculam-se as parcelas de perdas no ferro e no cobre nos transformadores da subestação de distribuição (SE), a partir de seus dados nominais e da sua curva de carga diária por fase, obtida pela agregação das curvas de carga dos alimentadores que dela se derivam. Ao final deste cálculo, obtém-se a curva de carga diária da subestação.

g) A diferença entre a energia medida nas subestações e a soma da energia faturada com as parcelas de perdas calculadas nos passos anteriores é igual a soma das perdas não técnicas com as perdas técnicas classificadas no segmento "outros" (perdas em equipamentos, fuga em isoladores, etc). Como poderá ser visto mais adiante, um dos principais dados necessários para a aplicação da metodologia é a energia mensal faturada de cada consumidor. Portanto, o menor período em que as perdas de energia são calculadas é 1 mês. Assim, a metodologia pode ser aplicada em cada mês do ano de forma a obter as perdas de energia mensais em % e em MWh e, conseqüentemente, as perdas de energia anuais em % e em MWh.

2.1. Representação da Carga – Curvas Típicas

2.1.1. Considerações Gerais

Basicamente, são três os tipos de carga presentes nos sistema de distribuição:

- consumidores secundários, alimentados em baixa tensão;
- consumidores primários, alimentados em média tensão;
- carga de iluminação pública, alimentada em baixa tensão.

Para representar os dois primeiros tipos de carga, deve-se estabelecer, por meio de medições em campo, uma base de dados contendo as curvas típicas de carga dos consumidores em termos de potência ativa e reativa.

Para este trabalho na ENERSUL, as curvas típicas de carga foram obtidas utilizando-se o método de análise de clusters (k-médias). Foram obtidas as curvas típicas por faixas de consumo para os consumidores BT e por faixa de demanda para os consumidores MT.

Na análise de clusters realizada, foi obtido um conjunto de 2 a 5 curvas típicas de carga para cada categoria de consumo, caracterizadas por um fator de carga e pela participação no mercado de suas respectivas categorias.

As curvas típicas obtidas estão em intervalos de 10 minutos, apresentando, para cada intervalo, um valor de média e um valor de desvio padrão.

Para os consumidores MT, as curvas estão em pu da demanda máxima e, para os consumidores BT, as curvas estão em pu da demanda média.

2.1.2. Categorias de Consumo

Na definição das faixas de consumo de cada classe de consumo, um fato importante a ser observado é que não foi utilizada uma metodologia para estabelecer essas faixas. Simplesmente, foram aproveitadas as faixas de consumo estabelecidas nos estudos de revisão tarifária da ENERSUL, na qual houve um procedimento específico para a obtenção de tais faixas. Isso foi feito para que a empresa tivesse apenas um conjunto de categorias de consumo.

Entretanto, no caso dos consumidores MT, as faixas de 101 a 200 kW e de 201 a 500 kW apresentavam um número baixo de consumidores. Particularmente na faixa de 201 a 500 kW, o baixo número de consumidores chegou a comprometer a representatividade do estrato. Por isso, optou-se por agrupar os dois estratos, criando um único estrato de 101 a 500 kW.

Para os consumidores residenciais e rurais (BT), cada categoria foi estabelecida por uma faixa de consumo mensal:

- Até 100 kWh;
- De 101 a 300 kWh;
- De 301 a 500 kWh;
- Acima de 500 kWh.

Para os consumidores comerciais e industriais (BT), cada categoria foi estabelecida por uma faixa de consumo mensal:

- Até 100 kWh;
- De 101 a 300 kWh;
- De 301 a 500 kWh;
- De 501 a 1000 kWh;
- Acima de 1000 kWh.

Para os consumidores de média tensão (MT), cada categoria foi estabelecida por uma faixa de demanda ativa de ponta:

- Até 50 kWh;
- De 51 a 100 kWh;
- De 101 a 500 kWh;
- De 501 a 1000 kWh;
- Acima de 1000 kWh.

2.1.3. O Método

O método utilizado no processo de obtenção das curvas típicas de carga é chamado *Método das Nuvens Dinâmicas* [15] e é utilizado com o objetivo de identificar grupos de indivíduos (curvas de carga) com comportamentos semelhantes dentro de uma categoria de consumo.

Assim, ao representar cada categoria por mais de uma curva típica, consegue-se curvas com desvios menores e que mapeiam os diferentes comportamentos e/ou características de carga dentro da categoria.

O Método das Nuvens Dinâmicas é um método que utiliza um método de análise de clusters muito conhecido e utilizado, o *k-Médias* [15].

Basicamente, o Método das Nuvens Dinâmicas consiste em rodar o *k-Médias* um certo número de vezes. O objetivo desta repetição é reduzir a dependência que o *k-Médias* tem com relação ao sorteio inicial.

Assim, o método inicia definindo-se k núcleos com q indivíduos cada, cujo “centro de gravidade” será tomado como referência para o cálculo das distâncias dos indivíduos aos núcleos, obtendo-se uma partição e agrupando-se os indivíduos em torno desses núcleos. Após a classificação dos indivíduos, os núcleos são recalculados e o processo se repete até que os novos núcleos sofram uma variação em relação aos núcleos da iteração anterior menor que uma tolerância especificada. No início do processo, o sistema de núcleos é constituído por indivíduos sorteados aleatoriamente, e, após a convergência do processo, pode-se obter até k agrupamentos.

A medida de distância, que pode ser euclidiana simples, ponderada ou x ao quadrado, permite agrupar os indivíduos em torno dos núcleos mais próximos e definir as classes ou agrupamentos. No caso deste trabalho, foi utilizada a distância euclidiana.

No Método das Nuvens Dinâmicas, algumas experiências, por exemplo 5, são realizadas (utilizando o *k-Médias*). Ao término da realização das experiências, verifica-se se os indivíduos de cada grupo obtido na primeira experiência aparecem no mesmo grupo nas demais experiências. Se isso ocorrer, o grupo em questão é denominado forma forte. Caso isso não ocorra, os grupos em que os indivíduos aparecem juntos são divididos de forma que os grupos resultantes tenham os mesmos indivíduos em todas as experiências. Os grupos resultantes também são denominados formas fortes.

Esse método identifica, dentro da população, os “grupos de indivíduos” mais semelhantes entre si.

O Método *k-Médias* utilizado é um método de classificação não hierárquica, pois parte de uma

população inicial, procurando agrupar os indivíduos semelhantes em famílias.

Após a utilização do *k-Médias* e a posterior obtenção das formas fortes, o *Método das Nuvens Dinâmicas* utiliza um método de classificação ascendente hierárquica, no qual os agrupamentos são fundidos sucessivamente. O método utilizado, denominado *Método de Ward* calcula as distâncias entre todos os grupos e funde os dois grupos cuja distância for menor. O processo é repetido até se obter o número de grupos especificado. A necessidade de aplicação do *Método de Ward* é explicada pela grande quantidade de formas fortes obtidas após a realização dos vários experimentos com o *k-Médias*. O objetivo do *Método de Ward* é reduzir a quantidade de formas fortes obtidas, agregando-as. Para decidir quando parar a redução, é controlada a variância inter-grupos que mede a homogeneidade (qualidade) do novo grupo obtido a partir da fusão de outros dois.

O *Método das Nuvens Dinâmicas* é muito utilizado nos estudos de revisão tarifária no processo de caracterização da carga. É comum obter mais de uma curva para cada categoria de consumo. Assim, cada curva possui uma representatividade ou participação de mercado, que é obtida pelo percentual de energia total da categoria que a respectiva curva representa. Tomando-se as curvas de uma mesma categoria, a soma de suas participações de mercado deve ser igual a 100%.

Abaixo pode-se verificar as curvas de cargas obtidas para consumidores residenciais com consumo entre 101 a 300kWh.

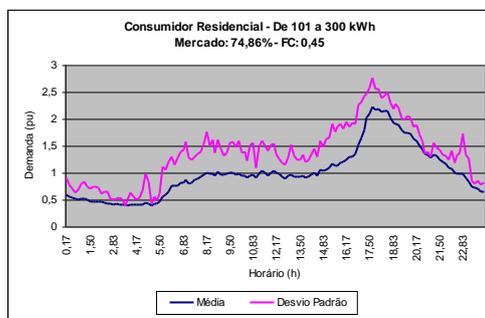


Figura 1 – Consumidor residencial de 101 a 300kWh – Curva 1

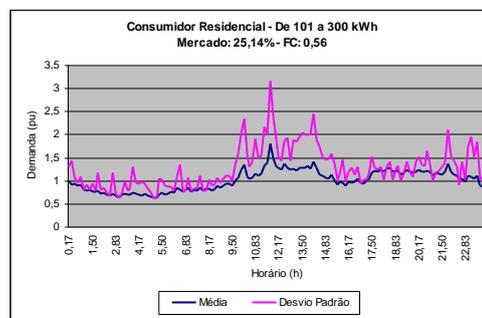


Figura 2 – Consumidor residencial de 101 a 300kWh – Curva 2

2.2. Cálculo das Perdas por Segmento

2.2.1. Medidor de Energia

As perdas nos medidores de energia são basicamente devido às perdas no ferro das bobinas de potencial e, desta forma podem ser consideradas aproximadamente constantes, pois independem da carga. A literatura técnica apresenta valores médios que variam de 1,2 a 1,5 W por bobina.

Desta forma, a perda de energia nos medidores (em) será obtida por:

$$e_m = \frac{p_m \cdot N_m \cdot (i_1 + 2i_2 + 3i_3) \cdot T}{1000} \quad [\text{kWh}]$$

onde:

- p_m - é a perda média por elemento medidor de energia [W];
- N_m - é o número total de medidores;
- i_1 - é a percentagem de medidores monofásicos;
- i_2 - é a percentagem de medidores bifásicos;
- i_3 - é a percentagem de medidores trifásicos;
- T - é o intervalo de tempo considerado [h];

2.2.2. Ramal de Ligação

Para o cálculo das perdas nos ramais de ligação, propõe-se a utilização de um ramal típico por classe de consumo, com comprimento e resistência ôhmica dos condutores pré-fixados.

Desta forma, a perda de energia diária (er) no ramal de ligação de um consumidor será obtida por:

$$e_r = \frac{k \cdot R \cdot L \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{N_t} I_i^2}{1000} \quad [\text{kWh}]$$

onde:

- k - é o número de condutores do ramal de ligação em que flui corrente;
- R - é a resistência ôhmica dos condutores [W/km];
- L - é o comprimento médio do ramal [km];
- I_i - é a corrente no ramal no período i do dia [A];
- Δt - é a duração do intervalo da curva de carga [h];
- N_t - é o número de períodos do dia.

O valor da corrente em cada período do dia será obtido a partir do consumo de energia mensal do consumidor e de sua curva diária de carga típica em 144 pontos, o que resulta num intervalo (Δt) igual a 10 min.

Em função da modelagem da carga adotada, o condutor neutro apresentará corrente nula para os consumidores bifásicos e trifásicos e, portanto, utiliza-se $k = 2$ para consumidores monofásicos e bifásicos e $k = 3$ para consumidores trifásicos.

2.2.3. Rede Secundária

A partir dos dados dos consumidores e da topologia da rede secundária e dos dados de curvas típicas de carga de consumidores residenciais, comerciais e industriais, serão avaliadas as perdas em todos os trechos da rede secundária, por fase, bem como o carregamento das ET's.

A metodologia permite a determinação das demandas de cada ponto de carga (poste), em 144 intervalos de 10 minutos que compõem um dia típico de 24 horas, uma vez que são conhecidas as curvas de carga em kW de todos os consumidores ligados à rede secundária.

Para o cálculo elétrico da rede secundária, parte-se do princípio de que a rede é radial e que cada trecho é representado pelos condutores de fase e de neutro (fases A, B, C e neutro N).

O procedimento de cálculo das correntes nos trechos é realizado dos trechos finais até a ET. Uma vez determinadas as correntes em todos os trechos (fases e neutro), pode-se então calcular as perdas na rede secundária. Para cada trecho de rede, a perda de energia diária (e_s) é calculada por:

$$e_s = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t=1}^{N_t} \left(\sum_{i=1}^{N_{cond}} (R_i \cdot I_{i,t}^2) \right) \cdot \Delta t \quad [\text{kWh}]$$

onde:

- R_i - é a resistência ôhmica do condutor i [W];
- I_i - é a corrente no condutor i no intervalo de tempo t [A];
- Δt - é a duração de cada intervalo da curva de carga diária [h]. Para uma curva de carga diária com 96 pontos, $\Delta t = 0,25$ h;
- N_t - é o número de períodos do dia.
- N_{cond} - é o número de condutores no trecho (incluindo os condutores de fase e o de neutro).

É importante notar que, na expressão acima, são considerados os eventuais desequilíbrios que possam existir na rede secundária, uma vez que se realiza o cálculo elétrico por fase.

2.2.4. Transformador de Distribuição

Conforme apresentado no item anterior, o cálculo de corrente nos trechos da rede secundária é realizado dos trechos finais até a ET, determinando-se então as correntes por fase em cada um de seus terminais.

No entanto, uma ET pode apresentar diferentes tipos de montagens e cada qual deve receber um tratamento específico. Neste trabalho, foram considerados os seguintes tipos de montagens para uma ET:

- transformador monofásico;

- transformador trifásico na ligação delta-estrela.

Para transformador monofásico, calcula-se a perda de demanda em cada instante do dia $p_{t,i}$ por:

$$p_{t,i} = S \cdot \left[\frac{r}{2} \cdot (i_{t1,i}^2 + i_{t2,i}^2) + p_{Fe} \right] \quad [\text{kW}]$$

onde:

- S - é a potência nominal do transformador [kVA];
- r - é a resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador [pu];
- p_{Fe} - é perda nominal no ferro do transformador [pu];
- $i_{t1,i}$, $i_{t2,i}$ - são as correntes no enrolamento secundário do transformador no instante i [pu].

Para transformador trifásico na ligação delta-estrela, calcula-se a perda de demanda em cada instante do dia $p_{t,i}$ por:

$$p_{t,i} = S \cdot \left[\frac{r}{3} \cdot (i_{A,i}^2 + i_{B,i}^2 + i_{C,i}^2) + p_{Fe} \right] \quad [\text{kW}]$$

onde:

- S - é a potência nominal do transformador [kVA];
- r - é a resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador [pu];
- p_{Fe} - é perda nominal no ferro do transformador [pu];
- $i_{A,i}$, $i_{B,i}$, $i_{C,i}$ - são as correntes no enrolamento secundário do transformador no instante i [pu].

As correntes $i_{A,i}$, $i_{B,i}$, $i_{C,i}$ e $i_{N,i}$ são resultados de cálculo a partir das correntes absorvidas pelos consumidores atendidos pelo circuito.

Para cada um dos tipos de montagem descritos acima, pode-se então avaliar a perda de demanda na ET correspondente para cada instante do dia. Finalmente, a perda de energia é calculada por:

$$e_t = \sum_{i=1}^{N_t} p_{t,i} \cdot \Delta t \quad [\text{kWh}]$$

onde:

- $p_{t,i}$ - é a perda de demanda na ET no instante i do dia [kW];
- N_t - é o número de períodos do dia.
- Δt - duração do intervalo da curva de carga diária [h].

2.2.5. Rede Primária

A metodologia proposta para o cálculo das perdas na rede primária é análoga àquela apresentada para a rede secundária. Ou seja, parte-se do princípio de que a rede é radial, e representa-se a rede trecho a trecho, por meio dos condutores de fase e de neutro (fases A, B, C e neutro N). O cálculo elétrico é feito por meio de fluxo de potência trifásico, com a utilização da metodologia de curvas de carga, com o estabelecimento das correntes em intervalos de 10 minutos.

Para a atribuição da carga às fases da rede primária, são necessários os dados de carregamento dos transformadores de distribuição, dos consumidores primários e da carga de iluminação pública. Para o cálculo do fluxo de potência, é necessário ainda se dispor dos dados de bancos de capacitores, ou seja, ponto de conexão à rede, potência nominal e período de utilização ao longo do dia.

Assim como na rede secundária, o tipo de abordagem adotada no cálculo da rede primária considera os desequilíbrios de correntes, não havendo necessidade de estimar um fator de desequilíbrio.

2.2.6. Subestação de Distribuição

Ao término do cálculo elétrico da rede primária, dispor-se-á da curva de carga diária (em termos de corrente por fase) do alimentador. A composição das curvas de carga de todos os alimentadores resulta na curva de carga dos transformadores da subestação.

Conhecendo-se o transformador em que cada circuito de uma SE está ligado, determina-se a curva de

carga em termos de corrente (por fase) para cada transformador. Em seguida, calcula-se a potência aparente por fase de cada transformador, uma vez que é conhecida a tensão nominal. Assim, obtém-se a curva de potência total trifásica passante em cada transformador da SE.

Para cada transformador, conhecendo-se a sua potência nominal, a perda nominal no ferro e a perda nominal no cobre à plena carga, calcula-se a perda de demanda em cada instante do dia de um transformador de SE $p_{T,i}$ por:

$$p_{T,i} = p_{Fe} + p_{Cu,pc} \cdot \left(\frac{S_i}{S} \right)^2 \quad [\text{kW}]$$

onde:

- S - é a potência nominal do transformador [MVA];
- S_i - é a potência aparente trifásica no instante i [MVA];
- p_{Fe} - é a perda nominal no ferro do transformador [kW];
- $p_{Cu,pc}$ - é a perda nominal à plena carga no cobre do transformador [kW]

e a perda de energia é calculada por:

$$e_T = \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{N_t} p_{T,i} \quad [\text{kWh}]$$

onde:

- Δt - é a duração do intervalo da curva de carga [h].
- N_t - é o número de períodos do dia.

Finalmente, para saber o total de perda de energia na subestação, basta somar as perdas de energia de seus respectivos transformadores.

3. METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DO NÍVEL ÓTIMO DE PERDAS TÉCNICAS

Para atingir o estado ótimo de operação do sistema, 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:

- Recondutoramento de trechos de rede
- Seccionamento de rede;
- Balanceamento da carga;
- Troca de transformadores de distribuição;
- Reconfiguração da rede;
- Instalação de novos alimentadores;
- Instalação de bancos de capacitores;
- Instalação de novas subestações.
- Mudança de posição dos transformadores de distribuição;

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

- Cálculo inicial das perdas técnicas nos segmentos/redes selecionados (Pertec);
- Ordenação de cada um dos elementos em ordem decrescente de perdas;
- Simulação das ações para redução de perdas;
- Novo cálculo das perdas, para cada elemento/ação simulado;
- Cálculo dos ganhos em redução de perdas e dos indicadores de Benefício/Custo;
- Priorização das ações e obtenção do ponto de corte (“perdas ótimas”).

Esta seqüência de ações revela o fluxo geral do programa, que será mais bem descrito a seguir.

Para que se atinja o ponto ótimo de operação, primeiramente é calculado o estado atual de sistema de distribuição através de uma aplicação dedicada do software Pertec – sua metodologia foi discutida em particular. Ao final desta ação, têm-se os valores de perdas pormenorizados em cada segmento do sistema, podendo assim iniciar a análise crítica do mesmo.

A seguir, cada um destes elementos calculados é organizado em ordem decrescente de perdas. Desta forma é possível priorizar as ações que devem ser tomadas, partindo das mais urgentes e necessárias, passando por aquelas cuja implementação dependerá de uma análise de retorno do investimento, até que se chegue às ações cuja execução não são rentáveis financeiramente.

Após a ordenação por nível de perdas, as ações listadas anteriormente são simuladas, 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. Os resultados destes cálculos são armazenados para futura avaliação e comparação.

Após o término do processo de investigação técnica na rede à procura de possíveis melhoramentos, os resultados encontrados passam por uma análise baseada em uma metodologia que visa a produção de parâmetros e indicadores correlacionados aos benefícios econômicos proporcionados por estas ações. Para isso, são considerados seus potenciais ganhos com redução de perdas, qualidade de energia, etc.

De posse dos indicadores de benefícios/custos e das ações possíveis, é realizado um método de priorização de ações. Este método é constituído por um modelo de otimização baseado no uso de programação lógica linear mista, e contempla 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 são mínimas, mas sim aquele que converte a estrutura existente na mais eficiente possível em termos financeiros.

4. CONCLUSÃO

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.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [0] MÉFFE, A. Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição, Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 2001.
- [1] BACELAR, J. Perdas no Sistema de Distribuição da COELBA, Relatório 214R – COELBA, Salvador, Setembro de 1994.
- [2] CIPOLI, J A; BORGES, J A M. Avaliação das Perdas de Energia no Sistema Elétrico, I-SIDEE, Belo Horizonte, Novembro de 1990.
- [3] 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.
- [4] POVEDA, M. A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads, IEEE Transmission and Distribution Conference, 1999.
- [5] CELPE – Companhia Energética de Pernambuco. Determinação das Perdas do Sistema de Distribuição, ASEP / DEME – CELPE, Agosto de 1993.

- [6] GRAINGER, J J; KENDREW, T J. Evaluation of Technical Losses on Electric Distribution Systems, CIRED, 1989.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] BACELAR, J. Equações de Fatores de Perdas, CONLADIS, Chile, 1996.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] CCON – Comitê Coordenador de Operações Norte / Nordeste. Determinação de Perdas em Sistemas de Distribuição, XI SENDI, Blumenau, Setembro de 1992.
- [13] JARDINI, J A; CASOLARI, R P; FERRARI, E L e outros. Curva de Carga de Consumidores Industriais de Média Tensão da Eletropaulo, CED 202 / PLAN 006 / NT 004 / OR, São Paulo, Setembro de 1995.
- [14] CORDEIRO, A A e outros. Sistemática para Determinação e Acompanhamento das Perdas nas Empresas do CCON – Aplicação na SAELPA, XIII SENDI, São Paulo, Maio de 1997.
- [15] ALDENDERFER, M.S., BLASHFIELD, R.K.; Cluster Analysis, Series: Quantitative Applications in the Social Sciences, SAGE publications.