



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Determinação das Perdas no Sistema de Distribuição da AES Sul: Implementação e Aplicação da Metodologia de Cálculo de Perdas Técnicas por Segmentos

Nelson C. de Jesus	Hermes R. P. M. de Oliveira	Paulo V. Pereira
AES Sul	AES Sul	AES Sul
nelson.jesus@aes.com	hermes.oliveira@aes.com	paulo.pereira@aes.com

Carlos E.C. Figueiredo	Wagner Pimenta	André Méffe
AES Sul	AES Sul	Daimon
carlos.figueiredo@aes.com	wagner.pimenta@aes.com	andre.meffe@daimon.com.br

Palavras-chave

Cálculo de Perdas Técnicas
Correção de Energia
Curvas de Carga
Famílias Típicas
Sistema de Distribuição

Resumo

Este trabalho tem por objetivo apresentar os critérios adotados e aplicação da metodologia na apuração das perdas técnicas do sistema de distribuição da AES Sul. Para cálculo das perdas técnicas por segmento utilizou-se o programa PERTEC, sendo apresentados os principais pontos na fase de implementação do sistema, conjuntamente com os resultados obtidos no cálculo das perdas técnicas. Finalmente, são apresentadas as considerações observadas no sentido de propostas de aperfeiçoamento da ferramenta aplicada ao cálculo detalhado das perdas técnicas em sistemas de distribuição.

1. Introdução

As perdas elétricas fazem parte da cadeia de produção, transporte e consumo de energia elétrica nos sistemas de distribuição. A avaliação das perdas técnicas num sistema de distribuição é complexa, fundamentalmente pela quantidade de elementos que constituem o sistema, além do próprio comportamento das cargas e no contínuo processo de expansão, cujas características são intrínsecas a atividade de distribuição de energia elétrica. Portanto, na prática, as perdas técnicas não podem ser medidas diretamente, e sua quantificação não é de modo algum trivial. Desta forma, torna-se importante a utilização de metodologia consistente a partir de uma ferramenta que represente adequadamente os dados e o respectivo comportamento do sistema sob o aspecto de perdas de energia [1]. O tema perdas possui grande relevância no setor elétrico, tanto para as distribuidoras de energia elétrica quanto aos seus consumidores e do próprio órgão regulador. Deve-se salientar que, no momento atual do segundo ciclo das revisões tarifárias das concessionárias, a ANEEL está implementando pela primeira vez a análise de perdas regulatórias [2], dentro do contexto de

segmentação das perdas por nível de tensão, o que tem forte influência e impacto na estratégia de investimentos das empresas. As concessionárias de distribuição vêm se mobilizando em praticar ações que reduzam as perdas globais de demanda e energia, pois isto reflete diretamente na recuperação de sua receita. Neste sentido, a AES Sul tem implementado a ferramenta computacional PERTEC, cuja metodologia permite o cálculo detalhado das perdas técnicas em todos os segmentos de seu sistema de distribuição. Tal metodologia utiliza os dados de topologia da rede provenientes do sistema de geoprocessamento (GIS), os dados de consumo provenientes do faturamento e as curvas de carga típicas obtidas por campanha de medição. A seguir, apresentam-se os principais aspectos da metodologia e sua implementação, critérios adotados para análise e os respectivos resultados obtidos com a aplicação do programa de cálculo de perdas técnicas.

2. Metodologia de Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento - PERTEC

2.1 Cálculo das Perdas Técnicas no Sistema de Distribuição

A metodologia adotada pelo programa PERTEC destina-se ao cálculo detalhado das perdas nos principais segmentos do sistema de distribuição. Para aplicar essa metodologia são utilizadas informações provenientes da base 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 [1]. A aplicação da metodologia resulta no cálculo das perdas técnicas nos seguintes segmentos:

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

A figura 1 ilustra os segmentos utilizados para cálculo das perdas técnicas no sistema de distribuição.

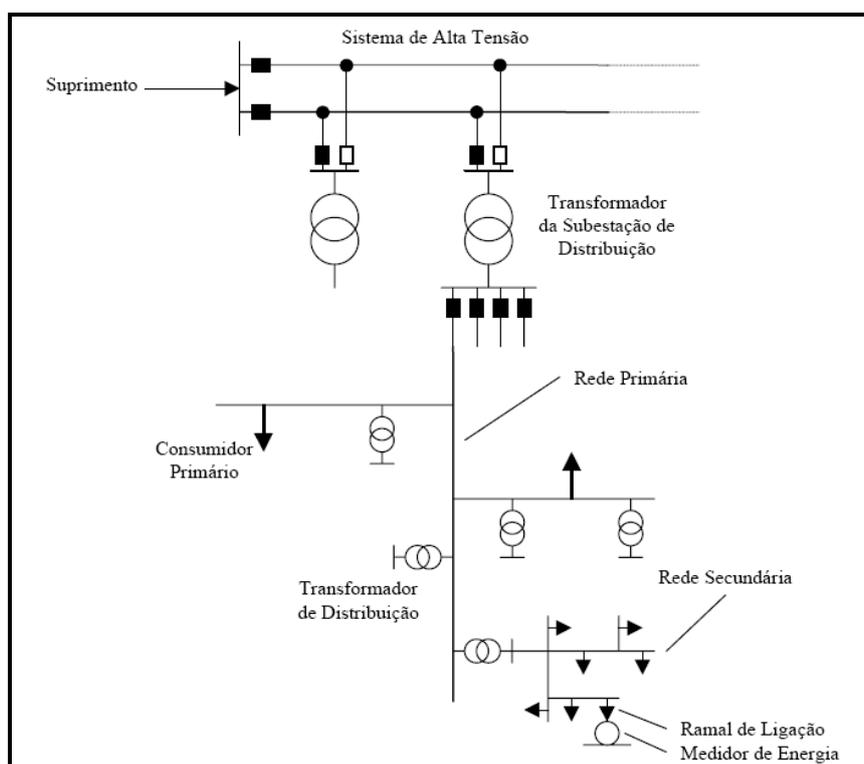


Figura 1 - Segmentos do sistema de distribuição

A metodologia para o cálculo das perdas técnicas nos diversos segmentos pode ser resumida pelas seguintes etapas:

- 1) Atribui-se a cada medidor de energia um valor fixo de perdas.
- 2) Calculam-se as perdas nos ramais de ligação assumindo valores típicos de comprimento e de resistência ôhmica de condutores padronizados, utilizando-se as curvas de carga típicas dos consumidores.
- 3) Para cada rede secundária ligada a um transformador de distribuição, assim denominada 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.
- 4) Calculam-se as parcelas das perdas no ferro e no cobre nos transformadores de distribuição (ETs) a partir de seus dados nominais e de sua curva de carga diária por fase, obtida pela agregação das curvas de carga dos consumidores secundários ligados à ET.
- 5) Ao término do cálculo de todas as ETs 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. Repetem-se os passos anteriores para todos os alimentadores de uma determinada subestação.
- 6) 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 de 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.
- 7) 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 à soma das perdas não técnicas com as perdas técnicas classificadas no segmento “outros” (perdas em equipamentos, fuga em isoladores, etc). Adotou-se um valor de 10% sobre as perdas técnicas totais para representar estas perdas adicionais. Salienta-se que um dos principais dados necessários para a aplicação da metodologia é a energia mensal fornecida a cada consumidor. Portanto, o menor período em que as perdas de energia são calculadas é mensal. 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

2.2 Cálculo das Perdas Técnicas no Sistema de Alta Tensão

Após o término do cálculo da rede de média e de baixa tensão, estarão disponíveis as curvas de carga calculadas em cada transformador das SE's. Juntamente com as curvas de carga medidas em todos os clientes AT, curvas de potência injetada e tensão em cada ponto de geração e/ou suprimento, realiza-se o cálculo das perdas na rede de alta tensão. No cálculo realizado, utilizam-se as medições nos suprimentos para realizar um ajuste nas curvas de carga calculadas para as SE's, de tal forma que as energias calculadas para cada suprimento fiquem iguais ou próximas das energias medidas. O algoritmo utilizado para o cálculo da rede de alta tensão é o Newton-Raphson, que é utilizado para calcular cada instante do dia, ou seja, cada um dos 24 intervalos de 60 minutos das curvas de carga utilizadas. Após o cálculo de um dia típico, comparam-se as energias calculadas em cada suprimento com suas respectivas energias medidas, dando início ao processo iterativo de correção das curvas de carga das SE's, gerando os fatores multiplicativos para aplicação das correções. Deste modo, realiza-se novamente o cálculo de fluxo de potência para o dia típico e nova comparação entre energia calculada e medida. Esse processo é repetido até que se atinja a convergência. Quando a convergência é obtida, estarão disponíveis novas curvas de carga para os transformadores das SE's, as quais são

utilizadas para realizar novo cálculo com correção das redes de média e baixa tensão com o intuito obter novas perdas técnicas considerando a circulação de energias não faturadas pela rede e calcular as perdas não técnicas do sistema.

2.3 Representação das Cargas - Curvas Típicas

Basicamente, os tipos de carga presentes nos sistema de distribuição e representados por meio de curvas típicas no PERTEC são os seguintes:

- Consumidores secundários, alimentados em baixa tensão;
- Consumidores primários, alimentados em média tensão;
- Carga de iluminação pública, alimentada em baixa tensão.

Para representar as curvas típicas 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. As curvas típicas obtidas estão em intervalos de 60 minutos, apresentando, para cada intervalo, um valor de média e um valor de desvio padrão. Na determinação 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.

2.3.1 Categorias de Consumo e Demanda

A caracterização das curvas de carga para análise do comportamento das perdas no sistema da AES Sul considera todos os parâmetros aderentes aos dados obtidos no levantamento da tipologia, a partir da campanha de medições, classificação dos tipos de consumidores e participação no mercado.

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

- Até 160 kWh;
- De 161 a 500 kWh;
- Acima de 500 kWh.

Para os consumidores rurais (BT) ficou estabelecida uma única curva típica.

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

- Até 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 kW;
- De 51 a 100 kW;
- De 101 a 300 kW;
- Clientes de Irrigação.

A seguir, a título de ilustração, apresentam-se exemplos das curvas típicas de carga para clientes residenciais e comerciais, conforme mostra a figura 2.

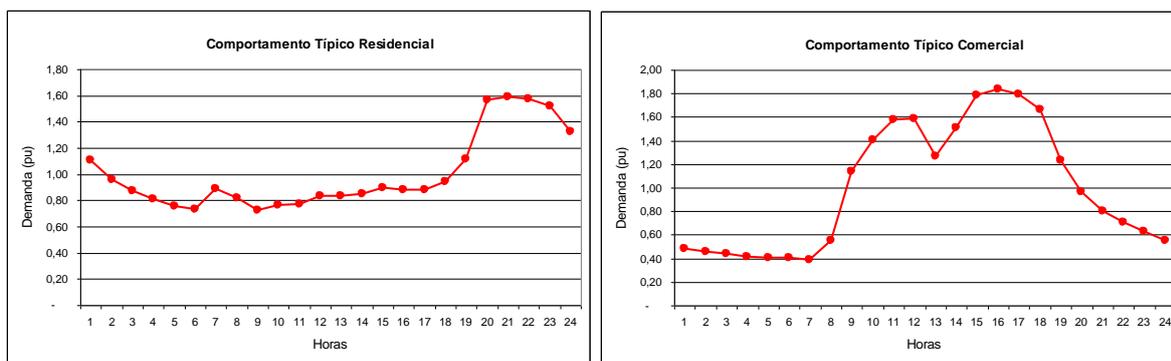


Figura 2 - Curvas de carga típicas de consumidores residenciais e comerciais

Na figura 3, tem-se uma curva típica de carga de consumidores industriais atendidos em (BT), além da curva característica utilizada para o grupo A4.

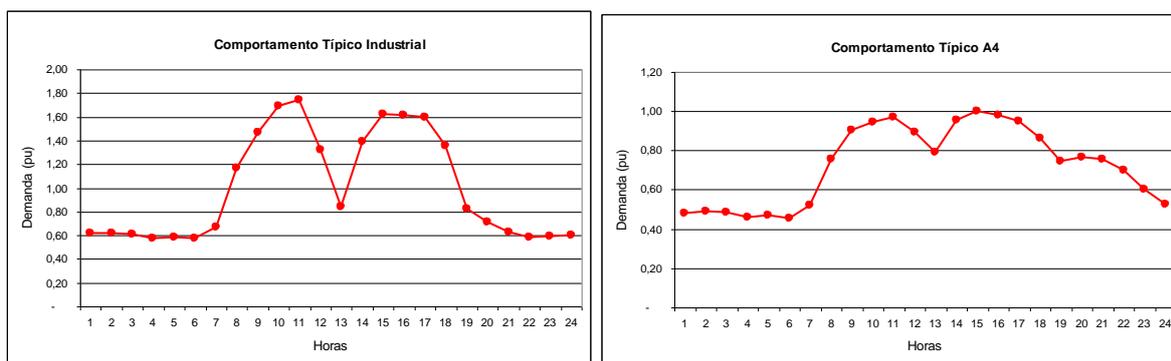


Figura 3 - Curvas de carga típicas de consumidores industriais BT e do grupo A4

2.4. Famílias Típicas de Redes Secundárias

Diferentemente das redes de média tensão, as redes secundárias estão em fase final de cadastramento para implementação no sistema corporativo da AES Sul. Portanto, para análise das perdas na rede de baixa tensão, torna-se necessária a sua representação por meio de configurações típicas de modo a obter-se o fluxo de carga neste segmento. Para a inclusão da rede secundária no sistema, foram adotadas cinco configurações básicas a partir de um levantamento de campo, adotando-se as redes típicas por região, conforme levantamento amostral realizado. Este levantamento foi realizado com base e validação estatística, resultando em aproximadamente 2000 famílias características ao sistema de baixa tensão, conforme atributos verificados a partir dos dados obtidos em campo e relacionados às configurações de referência. Os parâmetros das famílias das redes secundárias consideram a potência do transformador, configuração típica de topologia, extensão do circuito secundário (tronco e ramal) e tipos de condutores. A partir dos dados relativos das redes e configurações típicas das regiões e subestações, foram considerados para formação de famílias de redes de baixa tensão os seguintes atributos:

- Extensão média (m);
- Número de postes por circuito;
- Condutores de tronco e de ramal;
- Tipologia e configuração básica;
- Extensão do tronco (m);
- Quantidade de circuitos.

As topologias consideradas e implementadas no PERTEC são equivalentes às 5 famílias definidas pelo CODI [3], denominadas L, K, J, I e H. Com este procedimento, as famílias típicas das redes de baixa tensão foram implementadas no PERTEC, caracterizadas e agregadas pelos seguintes atributos:

- Tipo: rede trifásica ou monofásica e rural ou urbana;
- Potência nominal do transformador de distribuição;
- Configuração: cabo de tronco e cabo de ramal, vão médio, quantidade de postes;
- Número total de circuitos representados.

Deste modo, em função da quantidade de circuitos em cada subestação regional, são distribuídos os percentuais e as respectivas configurações das redes secundárias de acordo com os atributos discriminados anteriormente.

3. Correção dos Consumos Faturados

A partir da metodologia descrita no item 2 e detalhada em [1], é possível realizar o cálculo de perdas técnicas e o cálculo da demanda para um determinado circuito primário em 24 instantes do dia, utilizando a metodologia de curvas típicas de carga e o consumo faturado. Esse mesmo cálculo é feito para todos os circuitos de um determinado transformador da subestação, a fim de obter a energia e a demanda máxima calculadas no transformador. Após o cálculo da rede AT, procede-se o cálculo dos fatores de correção a partir da curva de carga estimada (ou calculada) em um determinado transformador da SE e das medições disponíveis nesse mesmo transformador. Os fatores de correção calculados devem multiplicar o consumo faturado dos consumidores de tal forma que, em um segundo cálculo de perdas, as curvas de carga estimada e medida possuam a mesma energia mensal. O mesmo tipo de cálculo deve ser realizado para que, no instante de ponta medido, a demanda estimada seja igual à demanda medida. Para isso, são calculados dois fatores de correção: um para que a energia da curva de carga calculada se aproxime da energia da curva de carga medida e outro para que, no instante de ponta (medida), a curva de carga calculada tenha o mesmo valor de demanda que a curva de carga medida. No cálculo dos fatores de correção, considera-se que a diferença de energia (ou demanda em um dado instante) entre as curvas de carga estimada e medida deve ser distribuída igualmente entre os consumidores MT e BT, ou seja, os dois tipos de consumidores participam de forma proporcional às suas energias (ou demandas) na discrepância observada em um dado alimentador. Nesta situação, as curvas de carga típicas MT e BT são corrigidas em função dos resultados comparativos.

A energia estimada em um alimentador é dada por:

$$E_{est} = E_{MT} + E_{BT} + E_{pvar} + E_{pfixas} \quad (1)$$

E_{est} : energia estimada na saída do alimentador [kWh]

E_{MT} : energia faturada nos consumidores de média tensão [kWh]

E_{BT} : energia faturada nos consumidores de baixa tensão [kWh]

E_{pvar} : energia das perdas variáveis (dependentes da carga) [kWh]

E_{pfixas} : energia das perdas fixas (independentes da carga) [kWh]

Sendo que a energia das perdas variáveis E_{pvar} é obtida por:

$$E_{pvar} = e_{rl} + e_{rs} + e_{td,Cu} + e_{rp} \quad (2)$$

Onde:

- e_{rl} : perda de energia nos ramais de ligação [kWh]
- e_{rs} : perda de energia nas redes secundárias [kWh]
- $e_{id,Cu}$: perda de energia no cobre dos transformadores de distribuição [kWh]
- e_{rp} : perda de energia nas redes primárias [kWh]

A energia das perdas fixas E_{pfixas} é obtida por:

$$E_{pfixas} = e_{me} + e_{id,Fe} \quad (3)$$

Na qual, tem-se:

- e_{me} : perda de energia nos medidores de energia [kWh]
- $e_{id,Fe}$: perda de energia no ferro dos transformadores de distribuição [kWh]

De forma análoga, a demanda estimada em um alimentador é dada por:

$$D_{est} = D_{MT} + D_{BT} + D_{pvar} + D_{pfixas} \quad (4)$$

Onde:

- D_{est} : demanda estimada na saída do alimentador em um dado instante [kW]
- D_{MT} : demanda dos consumidores de média tensão em um dado instante [kW]
- D_{BT} : demanda dos consumidores de baixa tensão em um dado instante [kW]
- D_{pvar} : demanda das perdas variáveis (dependentes da carga) em um dado instante [kW]
- D_{pfixas} : demanda das perdas fixas (independentes da carga) em um dado instante [kW]

A demanda relacionada as perdas variáveis D_{pvar} é obtida por:

$$D_{pvar} = d_{rl} + d_{rs} + d_{id,Cu} + d_{rp} \quad (5)$$

Sendo:

- d_{rl} : perda de demanda nos ramais de ligação em um dado instante [kW]
- d_{rs} : perda de demanda nas redes secundárias em um dado instante [kW]
- $d_{id,Cu}$: perda de demanda no cobre dos transformadores de distribuição em um dado instante [kW]
- d_{rp} : perda de demanda nas redes primárias em um dado instante [kW]

A demanda das perdas fixas D_{pfixas} pode ser obtida por:

$$D_{pfixas} = d_{me} + d_{id,Fe} \quad (6)$$

Na qual:

- d_{me} : perda de demanda nos medidores de energia em um dado instante [kW]
- $d_{id,Fe}$: perda de demanda no ferro dos transformadores de distribuição em um dado instante [kW]

Para calcular o fator de correção k_e para energia, deve-se igualar a energia medida E_{med} e a energia estimada E_{est} , multiplicando-se as energias faturadas das cargas pelo fator de correção ainda desconhecido. Como se sabe, a perda de demanda é proporcional ao quadrado da demanda aparente. Portanto, a perda de energia também é proporcional ao quadrado da energia. Assim, os termos de (1) são corrigidos de forma que a energia estimada se iguale à energia medida, o que resulta em (7).

$$E_{med} = k_e \cdot E_{MT} + k_e \cdot E_{BT} + k_e^2 \cdot E_{pvar} + E_{pfixas} \quad (7)$$

Deve-se atentar que apenas as perdas variáveis são afetadas por ke^2 , pois as perdas fixas independem da carga. Resolvendo (7), que é uma equação do segundo grau, obtém-se a expressão (8) para calcular o fator de correção para energia, que é a raiz positiva da equação.

$$k_e = \frac{-(E_{MT} + E_{BT}) + \sqrt{(E_{MT} + E_{BT})^2 - 4 \cdot E_{pvar} \cdot (E_{pfixas} - E_{med})}}{2 \cdot E_{pvar}} \quad (8)$$

De forma análoga, para calcular o fator de correção k_d para demanda, deve-se igualar a demanda medida D_{med} e demanda estimada D_{est} em um dado instante, multiplicando-se as demandas das cargas pelo fator de correção ainda desconhecido. Assim, os termos de (4) são corrigidos de forma que a demanda estimada se iguale à demanda medida, o que resulta em (9).

$$D_{med} = k_d \cdot D_{MT} + k_d \cdot D_{BT} + k_d^2 \cdot D_{pvar} + D_{pfixas} \quad (9)$$

Mais uma vez, apenas as perdas variáveis são afetadas por k_d^2 , pois as perdas fixas independem da carga. Resolvendo (9), que é uma equação do segundo grau, obtém-se a expressão (10) para calcular o fator de correção para demanda, que é a raiz positiva da equação.

$$k_d = \frac{-(D_{MT} + D_{BT}) + \sqrt{(D_{MT} + D_{BT})^2 - 4 \cdot D_{pvar} \cdot (D_{pfixas} - D_{med})}}{2 \cdot D_{pvar}} \quad (10)$$

Finalmente, após calcular o fator de correção para energia, as perdas não técnicas de energia (E_{PNT}) podem ser obtidas por:

$$E_{PNT} = E_{med} - E_{MT} - E_{BT} - k_e^2 \cdot E_{pvar} - E_{pfixas} \quad (11)$$

4. Dados de Entrada para Cálculo das Perdas Técnicas

A partir do sistema geo-referenciado da empresa (ArcGIS), tem-se o cadastro de toda a rede de média tensão, ou seja, do barramento de média tensão dos transformadores de subtransmissão até os transformadores de distribuição. Durante a fase de alimentação dos dados de entrada dos sistemas de suprimento, têm-se a extração dos dados relativos às redes de média tensão, as quais já trazem associadas os respectivos transformadores, a quantidade de clientes, energia faturada, bem como a segmentação dos mesmos com suas respectivas energias. Portanto, os dados relativos à quantidade de clientes, localização geográfica dos transformadores, cabos e respectivos consumos são utilizados como dados de entrada via extração do banco de dados da AES Sul junto aos sistemas corporativos GIS e SGC. Para os clientes do grupo A1, A2, A3 e pontos das medições de fronteira, as informações de energia e curvas equivalentes são obtidas diretamente das memórias de massa dos medidores. Para a localização dos pontos de fronteira de suprimento, linhas de alta tensão, transformadores de

subtransmissão e clientes A1, A2 e A3, realizou-se a modelagem dos mesmos diretamente no software PERTEC. Isto foi implementado a partir da base constante no ANAREDE, de acordo com o respectivo diagrama unifilar da rede, sendo que os pontos de fronteira de suprimento estão de acordo com os sistemas representados no âmbito da CCEE e ONS. A figura 4 mostra a tela do programa PERTEC ilustrando-se a implementação de uma rede AT, enquanto a figura 5 apresenta o processo de cálculo das perdas técnicas considerando o fluxo de carga horário de uma rede de média tensão do sistema de distribuição.

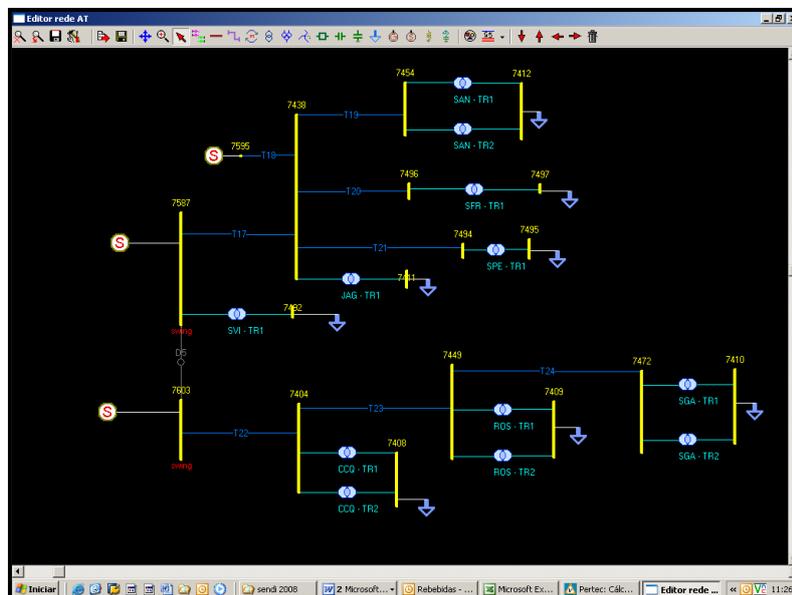


Figura 4 - Representação da rede AT no programa PERTEC

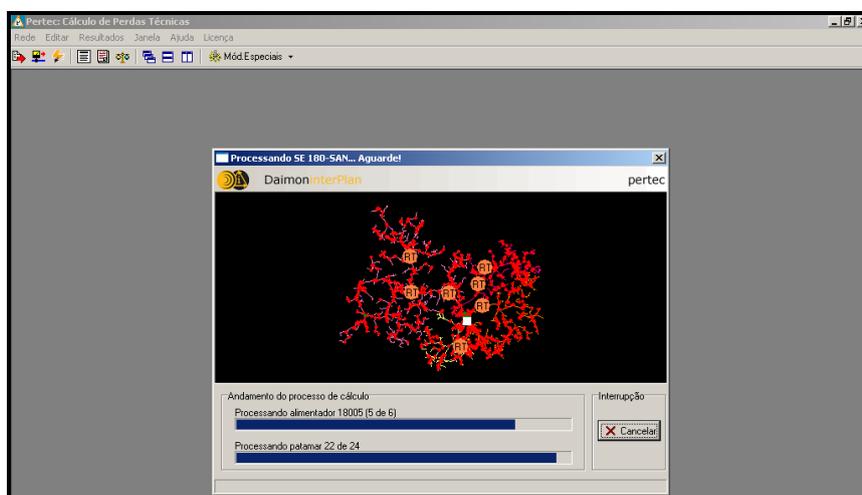


Figura 5 - Processamento do cálculo de perdas técnicas

5. Critérios Adotados para Cálculo das Perdas Técnicas

Para a determinação do montante de perdas de energia no ano base de 2007, considerou-se inicialmente três meses típicos de comportamento da curva de carga da AES Sul. Neste caso, utilizou-se este critério para representar a sazonalidade da carga da AES Sul ao longo do ano. Portanto, os dados obtidos para os meses de janeiro, abril e setembro foram utilizados na ponderação das perdas por segmento e nível de tensão, obtendo-se, assim, o valor das perdas anuais por estimativa. Como pode ser verificado na figura 6, que apresenta a injeção de energia mensal, tem-se forte similaridade entre os três períodos adotados como típicos (dezembro-janeiro-fevereiro-março), (abril-maio-junho-julho), (agosto-setembro-outubro-novembro). Com isso, a utilização dos meses típicos tende a representar as condições e comportamentos semelhantes sob o aspecto de desempenho operacional do

sistema, favorecendo os resultados da estimativa das perdas técnicas. Após a verificação do comportamento da energia do sistema para os meses típicos, têm-se os resultados obtidos na apuração das perdas técnicas para 2007 no sistema elétrico da AES Sul. Salienta-se que os pontos de fronteiras de suprimento, clientes livres, cativos do subgrupo A1, A2 e A3, e pequenos geradores, localizados fisicamente de acordo com as Resoluções 433/00 e 67/04 da ANEEL foram associados a 48 pontos de injeção de energia e 25 pontos de consumo na rede de alta tensão, além das conexões diretas das cargas de MT e BT aos sistemas de distribuição de média e baixa tensão, conforme metodologia de cálculo. Como salientado, adotou-se na avaliação os três meses típicos de referência na apuração das perdas técnicas no período anual de referência. Neste caso, a partir dos resultados obtidos com o PERTEC, as perdas sob carga foram separadas das perdas fixas para correção mensal e estimativa da perda anual da empresa.

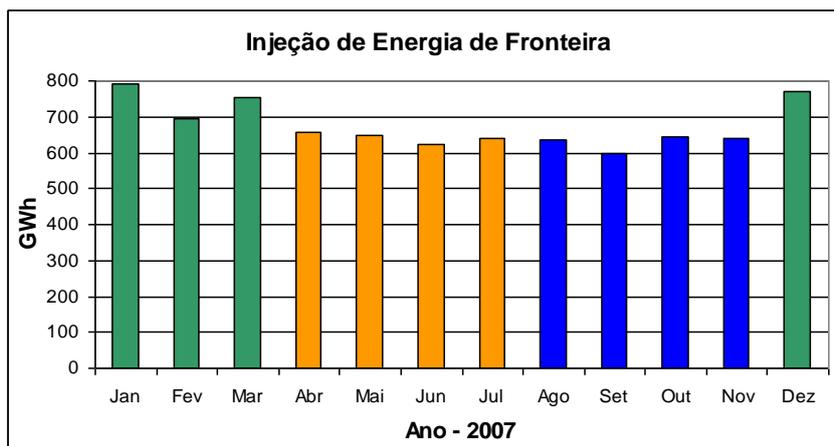


Figura 6 - Comportamento da energia de fronteira e caracterização dos meses típicos

6. Resultados Obtidos

A seguir são apresentados os principais resultados das perdas técnicas, conforme dados obtidos para cada nível de tensão em relação à rede de AT, transformações e demais segmentos considerados no sistema de distribuição. Para determinar os valores mensais utilizou-se a metodologia proposta em [4], Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição - Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações. Com base no método expedito proposto, determinou-se as perdas utilizando a variação quadrática nas parcelas que sofrem influência das cargas de média e baixa tensão, tomando-se como base o mês típico já calculado, incluindo-se as perdas nos condutores e perdas no cobre dos transformadores, sendo que as perdas no ferro dos transformadores foram consideradas a partir de suas perdas nominais e número de transformadores instalados. O balanço final das energias do sistema em todos os níveis de tensão para o período anual é apresentado na figura 7.

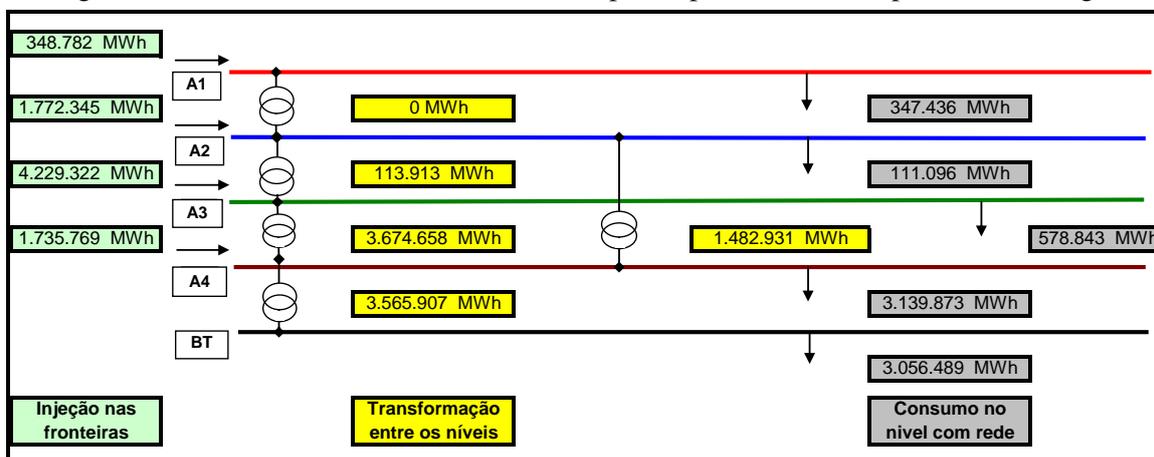


Figura 7 - Balço de energia por nível de tensão

A perda técnica total calculada para o ano de referência de 2007 foi de 641,216 GWh considerando os pontos de injeção em 230 kV, 138 kV, 69 kV e média tensão. A tabela 1 mostra um resumo quanto ao montante de energia e perdas, representando um valor total de perdas técnicas de 7,93% da energia de fronteira, obtendo-se também o valor resultante de 1,67% para as perdas não técnicas por diferença.

Tabela 1 - Resumo do cálculo de perdas de energia

Resultados de Perdas da AES Sul - PERTEC 2007		
	Montante (MWh)	Índice (%)
Energia Total Injetada	8.086.218	100
Energia Total Mercado	7.310.223	90,4
Perdas Totais	775.995	9,6
Perdas Técnicas	641.216	7,93
Perdas não-Técnicas	134.779	1,67

A figura 8 mostra a distribuição percentual das perdas técnicas considerando os diversos segmentos do sistema elétrico, conforme metodologia de análise. Os quatro segmentos que mais contribuem nas perdas técnicas são respectivamente as perdas nas redes de alta, baixa e média tensão e as perdas nos transformadores de distribuição [5].

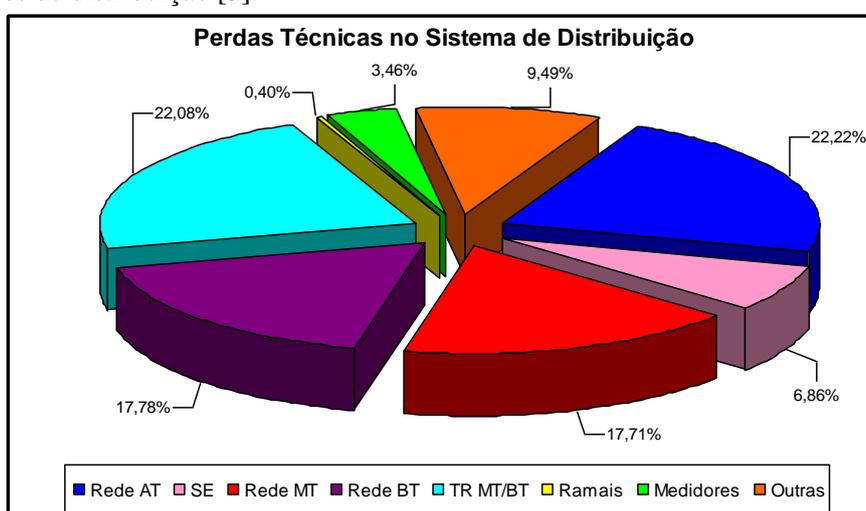


Figura 8 - Distribuição percentual das perdas técnica

7. Conclusões

Este trabalho apresentou considerações gerais sobre o cálculo de perdas técnicas no sistema de distribuição da AES Sul. Inicialmente, apresentaram-se de forma resumida os conceitos relativos à metodologia de cálculo de perdas técnicas por segmento utilizada pelo programa PERTEC.

Esta metodologia parte da representação detalhada do sistema de distribuição com base nos parâmetros físicos das redes e equipamentos, bem como da inclusão de curvas de carga típicas para cálculo de fluxo de potência. No caso da implementação do PERTEC na AES Sul, utiliza-se como base 24 patamares, ou seja, os fluxos de potência são determinados para cada intervalo horário. Os resultados do cálculo das perdas nos segmentos dos sistemas de distribuição, nas redes de média e baixa tensão, servem como referência para o cálculo das redes de AT, através do fechamento do balanço energético com referência aos pontos de suprimento. Neste caso, utilizam-se as medições nas fontes de suprimento para realizar ajustes nas curvas de carga calculadas para as SE's, de tal forma que as energias calculadas para cada suprimento fiquem iguais ou próximas das energias medidas, o que proporciona um novo ajuste realizado para o cálculo das perdas nos sistemas de média e baixa tensão. Foram também apresentadas as curvas de cargas típicas utilizadas como base no cálculo das perdas técnicas nas redes de distribuição, divididas por tipo e categorias de consumo e demanda.

As redes secundárias implementadas no programa consideram um levantamento amostral de acordo com determinados atributos e, assim, são relacionadas aos transformadores instalados nas subestações. Neste caso, foram consideradas cinco tipologias clássicas para representação dos circuitos secundários e os respectivos parâmetros necessários ao cálculo das perdas de demanda e energia a partir das curvas de carga típicas. Adicionalmente, apresentou-se o equacionamento utilizado para correção dos resultados obtidos, tomando-se como base os dados de medições complementares, fornecendo um refinamento dos cálculos nos diversos segmentos considerados na composição das perdas no sistema. Apresentaram-se os critérios adotados para estimativa do cálculo das perdas técnicas no sistema de distribuição da AES Sul no ano de 2007, bem como considerações sobre a implementação do programa e dados relacionados aos sistemas utilizados como fontes de entrada. No caso específico do período de referência, o cálculo foi baseado em três meses típicos, cujos resultados serviram como base à estimativa das perdas anuais, considerando a correção pela variação de mercado, de acordo com as respectivas perdas variáveis sob carga, conjuntamente com as perdas fixas independentes da corrente.

Finalmente, apresentaram-se os resultados por meio do balanço de energia, incluindo o resumo das perdas no sistema e os indicadores percentuais em relação às perdas técnicas. Deve-se informar que, especialmente para análise comparativa, estarão sendo agregados os cálculos para os períodos mensais restantes, a título de validação dos critérios adotados. É importante destacar que com o sistema atual implementado tem-se um método plenamente adequado para o cálculo das perdas técnicas. Em análise comparativa com os resultados obtidos pelo PERTEC e aqueles obtidos com a aplicação da metodologia da ANEEL, quanto às perdas regulatórias, para um mesmo período e base de dados, observaram-se reduções em torno de 15% nas perdas técnicas, o que pode ser justificado pela adoção de parâmetros regulatórios distintos dos dados de operação, bem como da diferença no detalhamento entre ambas as metodologias. Reafirmando-se a preocupação da AES Sul quanto à gestão de perdas, atualmente está em fase de desenvolvimento o projeto de P&D sobre perdas - *“Sistema de Avaliação de Perdas Técnicas Considerando Novas Técnicas de Representação de Redes, Aspectos Temporais e Sazonalidade”*, o qual, dentre outros objetivos, visa melhorias práticas no programa de cálculo de perdas técnicas - PERTEC, implementado satisfatoriamente na AES Sul, o qual constitui a base deste trabalho. Devido à confiabilidade e consistência técnica da metodologia adotada, pretende-se, a partir do cálculo das perdas técnicas, definir regiões estratégicas quanto à otimização das perdas técnicas e aplicação de investimentos no sistema, bem como importantes ações no sentido de melhoria do indicador global da AES Sul.

8. Referências Bibliográficas

- [1] MÉFFE, A. Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição, Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 2001.
- [2] ANEEL, Metodologia de Tratamento Regulatório de Perdas Técnicas, NT nº112/2007-SRD/ANEEL, 2007.
- [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, 1996.
- [4] MÉFFE, A. Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição – Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações, Tese de Doutorado, EPUSP, São Paulo, 2007.
- [5] JESUS, N.C., PEREIRA, P.V., OLIVEIRA, H.R.P.M - Relatório Técnico AES Sul , Apuração de Perdas Técnicas da AES Sul, 2008.