



**DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA
CÁLCULO DE PERDAS ELÉTRICAS EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

MARIANA TORRES STRAUCH

**SALVADOR
AGOSTO - 2002**

UNIVERSIDADE SALVADOR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA

**DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA CÁLCULO
DE PERDAS ELÉTRICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
BAIXA TENSÃO**

MARIANA TORRES STRAUCH

Dissertação apresentada à Universidade Salvador, como parte das exigências do Curso de Mestrado Profissional em Engenharia, área de concentração em Regulação da Indústria de Energia, para obtenção do título de “Mestre”.

Orientador

Prof. Dr. André Luiz de Carvalho Valente

Salvador
Agosto - 2002

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA CÁLCULO DE PERDAS ELÉTRICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

MARIANA TORRES STRAUCH

Dissertação apresentada à Universidade Salvador, como parte das exigências do Curso de Mestrado Profissional em Engenharia, área de concentração em Regulação da Indústria de Energia, para obtenção do título de “Mestre”.

Aprovada em 23 de Agosto de 2002

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Nelson Kagan (Universidade São Paulo - USP)

Prof. Dr. Carlos Cesar Barionni de Oliveira (Universidade São Paulo - USP)

Prof. Dr. André Luiz de Carvalho Valente

Salvador
Agosto - 2002

À minha família e meu marido, por seu apoio incondicional.

Agradecimentos,

À André Valente, mais que um orientador, um grande amigo;

À James Correia, pelos bons conselhos, sempre;

À ELETROBRÁS pelo apoio financeiro do Fundo de Desenvolvimento Tecnológico;

À COELBA pelos dados, medições, definições de tipologias e toda experiência de campo;

Aos colegas pelas discussões enriquecedoras, em especial Jorge Ramalho pela inestimável contribuição, a Roberto Pinho pelo desenvolvimento do software e a Tereza Mousinho pelas leituras, discussões e sugestões.

RESUMO

Strauch, M. **Desenvolvimento de metodologia para cálculo de perdas elétricas em redes de distribuição de baixa tensão**. 2002. 103 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia), Universidade Salvador, Salvador.

Palavras-chave: Distribuição de Energia Elétrica, Sistemas de Potência, Conservação de Energia, Perdas.

Esta dissertação apresenta uma metodologia probabilística para cálculo de perdas técnicas em redes secundárias de distribuição, devendo ser utilizada em áreas sem cadastro de rede ou onde este cadastro não apresente a confiabilidade requerida para o cálculo das perdas técnicas na rede secundária. O desenvolvimento foi baseado em curvas de cargas típicas de consumidores, topologias e características construtivas das redes secundárias de distribuição. Esta metodologia utiliza base de dados reduzida, de fácil obtenção pelas concessionárias e que possibilita o acompanhamento por parte das agências reguladoras, considera a natureza aleatória do comportamento da carga, adotando uma solução de compromisso entre a quantidade de dados necessários para representar as características elétricas dos diferentes elementos do sistema (tempo e recursos requeridos para obtenção e manutenção de cadastros) e a precisão dos resultados alcançados. Utilizando a metodologia, foi desenvolvido um software para cálculo de perdas técnicas em redes secundárias de distribuição resultando numa ferramenta de trabalho flexível, que permite ao usuário efetuar cálculos com base em dados típicos ou modelar suas redes com base em medições e levantamentos de campo.

ABSTRACT

Strauch, M. **Development of probabilistic methodology for technical losses calculation in distribution networks.** 2002.103 p. Thesis (Degree of Master in Regulation of Energy Industry), Universidade Salvador, Salvador.

Keywords: Distribution of electric power, Power distribution Systems, Energy Conservation, Loss.

This dissertation presents a probabilistic methodology for the calculation of technical losses in distribution networks. The development was based on typical curves of consumer's load, constructive topology and electrical data from the local Distribution Utility. The proposal methodology uses reduced database, easily obtained from the utility that makes possible the record keeping by regulatory agencies. It takes into consideration the random behaviour of the load, adopting a solution that pays respect, both, to the amount of data needed to represent all electrical characteristics of the system (in terms of time and resources for obtaining and maintaining records) and the accuracy of the results. A software for technical losses calculation was developed, resulting in a flexible tool that allows the user for the calculation of losses either based upon typical parameters or with field measurements data.

SUMÁRIO

	Página
1. OBJETIVO.....	7
2. INTRODUÇÃO.....	10
3. O AGENTE REGULADOR E AS PERDAS	16
4. TERMINOLOGIA.....	20
5. ANÁLISE DA BIBLIOGRAFIA.....	24
6. METODOLOGIA.....	36
6.1 ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE F_C E F_P	36
6.2 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA.....	43
6.3 CABOS DA REDE SECUNDÁRIA.....	48
6.4 TRANSFORMADORES.....	51
6.5 RAMAIS DE SERVIÇO.....	54
6.6 MEDIDORES.....	55
6.7 CAPACITORES.....	56
6.8 DIVERSOS.....	56
7. SOFTWARE DESENVOLVIDO.....	57
7.1 ALGORITMO.....	59
7.2 UTILIZANDO O PROGRAMA.....	65
8. ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS COM O <i>SIMPERDAS</i>	87
8.1 COMPARAÇÃO COM O MÉTODO USADO NA CONCESSIONÁRIA LOCAL.....	87
8.2 O SOFTWARE COMO INDICADOR DE PERDAS COMERCIAIS.....	89
9. CONCLUSÃO.....	97
10. BIBLIOGRAFIA.....	100

1. OBJETIVO

Esta dissertação, desenvolvida no âmbito do mestrado de Regulação da Indústria de Energia da UNIFACS, do projeto de P&D da COELBA que envolveu a avaliação das suas perdas técnicas, e com apoio da ELETROBRAS, tem como metas:

- § desenvolver uma metodologia de cálculo das perdas elétricas nos sistemas de distribuição de energia, que utilize uma base cadastral de fácil desenvolvimento e manutenção, que não utilize dados de faturamento nem aproximações para o fator de perdas e que, apesar de utilizar uma base de dados reduzida, alcance resultados com o grau de precisão e confiabilidade necessários para permitir a determinação do nível de perdas técnicas na rede secundária de uma empresa de distribuição de energia.
- § propor uma abordagem probabilística nos cálculos das perdas, uma vez que o comportamento e crescimento das cargas é aleatório e diversas concessionárias, principalmente na região Nordeste do país, não possuem cadastro atualizado de suas redes secundárias de distribuição.
- § desenvolver *software* necessário para o cálculo das perdas técnicas nas redes secundárias, baseado na metodologia proposta.

O objetivo deste trabalho, portanto, é desenvolver uma metodologia para a avaliação das perdas técnicas em redes secundárias de distribuição, para ser utilizada em casos onde não haja cadastro de redes, utilizando métodos estatísticos agregados, no caso dos condutores das redes secundárias, métodos simplificados no resto dos elementos onde as perdas ocorrem (transformadores, ramais de ligação, medidores, equipamentos de controle de reativos) e que permita resolver o compromisso entre a confiabilidade dos resultados dos cálculos e o dispêndio de tempo e recursos para a obtenção e processamento dos dados necessários.

Os passos que permitiram o desenvolvimento deste trabalho foram:

- a) a definição dos elementos onde ocorrem as perdas técnicas,
- b) a determinação dos algoritmos de avaliação das perdas em função da incidência das mesmas no cômputo total das perdas técnicas e da dificuldade para a obtenção dos dados referentes a estes elementos (quantidade, qualidade e disponibilidade dos dados) nas empresas com bases cadastrais menos desenvolvidas,
- c) o estabelecimento dos dados mínimos a serem compilados pelas concessionárias, as formas de apresentação desses dados, e
- d) o desenvolvimento da metodologia e do software e a validação dos resultados obtidos.

Para tornar mais simples a leitura deste texto, o mesmo foi organizado da seguinte maneira:

Este capítulo apresenta quais os objetivos perseguidos no trabalho e como a dissertação foi estruturada.

O segundo capítulo pretende apresentar, brevemente, os problemas e complicadores existentes para determinação das perdas técnicas no sistema de distribuição, os interesses de cada um dos agentes envolvidos na determinação das mesmas, e a posição atual dos órgãos reguladores sobre este assunto, que será mais explorada no terceiro capítulo.

No quarto capítulo são apresentados os termos técnicos e específicos utilizados nesta dissertação. No quinto capítulo é feita uma breve revisão bibliográfica, apresentando de maneira resumida, como outros autores têm tratado o tema.

O sexto capítulo discute a metodologia proposta e o sétimo capítulo apresenta o software desenvolvido. No oitavo capítulo, a metodologia e o software são testados e validados, utilizando dados da concessionária local.

O nono capítulo demonstra que os objetivos foram alcançados e indica um possível desenvolvimento do software para a rede primária de distribuição, baseado na metodologia desenvolvida. A bibliografia é apresentada no último capítulo.

2. INTRODUÇÃO

Os elevados custos envolvidos na construção de sistemas elétricos de potência, incluindo novas usinas de geração, linhas de transmissão e redes de distribuição, com impacto direto na tarifa praticada pelas concessionárias, determinam cada vez mais que os diferentes segmentos da indústria de energia elétrica utilizem a energia disponível da maneira mais eficiente possível. Racionalizar pode significar a diferença entre dispor de energia com qualidade e a um custo acessível, ou conviver com períodos de racionamento ou energia de baixa qualidade.

Otimizar as perdas, sob a ótica da concessionária de distribuição, representa não só dispor de uma parcela maior da energia comprada para ser faturada, mas também, de melhorar a qualidade do produto oferecido aos consumidores, o que, face ao novo modelo do setor elétrico, com a criação dos consumidores livres, pode agregar valor ao produto e contribuir para um ganho adicional de mercado, além de adiar investimentos em ampliação da capacidade instalada.

Para o agente regulador e para a sociedade em geral, a otimização das perdas representa a garantia de investimento na qualidade do produto, na manutenção do patrimônio da concessão e a possibilidade de expansão do atendimento com menor custo.

Por estas razões, as perdas de potência e energia, que ocorrem nos sistemas elétricos, são motivo de preocupações constantes, tanto para as concessionárias de distribuição quanto para as agências reguladoras, que além das preocupações com a qualidade e manutenção do patrimônio da concessão, devem se preocupar com a modicidade das tarifas, identificando que parcela das perdas poderá ser repassada para o consumidor quando da revisão tarifária, uma vez que as perdas são constituídas não só pelas perdas técnicas, inerentes ao processo, e, portanto passíveis de remuneração, mas também por parcelas de perdas comerciais e daquelas que, apesar de técnicas, estão relacionadas com a falta de investimentos necessários na rede elétrica (manutenção, ampliação de capacidade,

reconfiguração, modernização, etc.), indicando, neste caso, a falta de zelo com os bens sob concessão.

As perdas devem ser combatidas através de programas que incentivem sua redução, resoluções que limitem o seu percentual e da correta identificação dos tipos de perdas para impedir qualquer tipo de incentivo a ineficiência no sistema elétrico, como a remuneração de parte das perdas comerciais ou das perdas técnicas relacionadas com falta de investimentos.

Portanto, a quantificação das perdas de energia elétrica, segundo o tipo e o componente onde ocorrem, permite identificar qual ação, e direcionar de forma otimizada os recursos necessários a sua redução.

As perdas globais de energia no sistema elétrico brasileiro cresceram durante a década de 90, evoluindo de 13,10% em 1990 para 16,50% em 1999, a falta de investimentos e a regulamentação vigente do setor elétrico contribuíram para esse crescimento das perdas. O controle tarifário, como vinha sendo exercido naquela época, não permitia que as tarifas praticadas garantissem a remuneração necessária à manutenção adequada do serviço, a crise financeira da União e dos Estados deixou o setor elétrico em grandes dificuldades financeiras, até que em 1993, com a aprovação da lei 8631/93, as dívidas internas do setor começam a ser equacionadas e, a partir de meados da década de 90, a re-estruturação inicia uma nova uma fase para as empresas de energia.

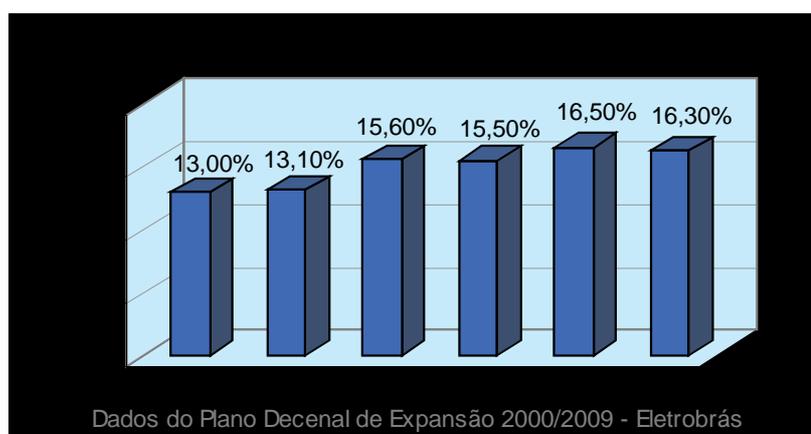


Figura 2.1 – Evolução das Perdas Globais no Brasil

A nova estrutura do setor elétrico, com empresas privatizadas e novo arcabouço regulatório, têm permitido a recuperação da infraestrutura do setor de maneira que no ano 2000, mesmo com o aumento do mercado de energia, as perdas globais no sistema elétrico apresentaram uma pequena redução. Essa regressão nos indicadores de perdas deve-se, principalmente, à três fatores:

- o novo cenário da indústria da energia no país, onde as distribuidoras buscam aumentar seus lucros investindo, prioritariamente na redução das perdas comerciais, impactantes diretas nas perdas de faturamento dessas empresas privatizadas;
- § o trabalho realizado pela ELETROBRÁS/PROCEL, através de linhas de financiamento e projetos de conservação de energia e;
- § o novo arcabouço regulatório (contratos de concessão, resoluções, leis, etc.) que determina a aplicação de parte da receita operacional das distribuidoras em programas de eficiência no uso e oferta de energia, garantindo recursos para investimentos na redução das perdas.

O conhecimento das perdas globais de energia de um sistema de distribuição resulta numa tarefa aparentemente fácil, pois as perdas podem ser obtidas diretamente pela diferença entre a energia fornecida e a energia faturada num mesmo período de tempo. No entanto, a principal dificuldade associada aos sistemas de distribuição refere-se ao fato das medições não serem realizadas simultaneamente. De fato, o consumo dos clientes normalmente é integralizado ao longo do mês em datas não simultâneas, enquanto a energia gerada ou adquirida de uma empresa geradora é computada no último dia do mês. Para atenuar este problema é importante considerar um balanço de energia (diferença entre a energia gerada ou comprada pela concessionária e a energia entregue aos consumidores) feito para um período longo (normalmente de um ano).

Difícil também é sua classificação por tipo, em perdas técnicas (próprias da rede e inerentes ao processo de transmissão, transformação, distribuição e medição) ou comerciais (decorrentes de erros, fraudes, não medição de energia, etc.), e por segmentos dos sistemas de distribuição (redes primárias,

subtransmissão, transformação, redes secundárias, medição , etc.). Uma correta avaliação das perdas técnicas nos diferentes elementos que compõem o sistema é o passo necessário para a identificação aceitável desta classificação.

A avaliação das perdas técnicas num sistema de distribuição torna-se por sua vez complicada fundamentalmente pela grande quantidade de elementos que constituem o sistema, pela grande quantidade de dados necessários, pelo caráter aleatório do comportamento das cargas e pelo seu contínuo processo de expansão.

A compilação desses dados pressupõe o dispêndio de tempo e recursos que podem ser tanto maiores quanto maior for o sistema e mais detalhada for a metodologia empregada no processamento dos mesmos. Além disso, as concessionárias, com bases cadastrais pouco desenvolvidas, simplesmente não estão em condições de fornecer os dados necessários para a avaliação das perdas técnicas à partir das características elétricas detalhadas dos diferentes elementos que formam o sistema de distribuição, por outro lado, a tarefa de conseguir estes dados para todo o sistema com um grau de precisão razoável, agregaria custos elevados ao sistema (equipamentos de medição, pessoal para depurar, analisar e processar os dados, etc.). É importante ressaltar que, apesar dos custos, a implantação e manutenção dos sistemas de controle de redes, nas concessionárias que não o possuem, deve ser incentivado. Um sistema destes permite um maior controle e gerenciamento das redes da concessionária trazendo uma série de vantagens operacionais como; acompanhamento do carregamento dos transformadores (evitando queima por sobrecarga); diminuição de custo de ligação de novos consumidores (menor necessidade de medições e idas a campo); melhor desempenho das redes (menos desequilíbrio de fases, carregamento ótimo dos transformadores, controle maior dos níveis de tensão e perdas, capacidade maior de controle do DEC e FEC), enfim, um bom sistema de controle de redes pode tornar a concessionária mais eficiente na medida em que torna mais fácil o conhecimento, acompanhamento e avaliação das redes da concessionária.

O compromisso entre a quantidade de dados necessários para a avaliação das perdas técnicas de um sistema elétrico, os requisitos de tempo e de recursos

para a sua compilação e processamento, e as vantagens derivadas de seu conhecimento tem que ser ponderado.

A solução proposta neste trabalho, para calcular as perdas no sistema de distribuição é a utilização de uma base de dados reduzida e de fácil obtenção por parte das concessionárias. Certamente, uma base de dados reduzida deve afetar a precisão dos resultados, é necessário, portanto, definir uma metodologia que utilize dados de fácil obtenção e que reduza a falta de precisão a um nível tal que não comprometa os objetivos pretendidos com o cálculo das perdas (identificar quais as ações e direcionar os recursos necessários para diminuir o nível de perdas).

O levantamento bibliográfico efetuado ao longo do presente trabalho garantiu as bases conceituais para a obtenção de uma metodologia que permita a obtenção de resultados confiáveis, a partir de um mínimo de dados, acessíveis para as concessionárias, independentemente de seu nível de organização no aspecto da atualização das suas bases cadastrais, minimizando por sua vez os recursos materiais e de tempo investidos na sua obtenção e processamento.

A bibliografia referendada mostra análises semelhantes para os cálculos de perdas no sistema de potência. Todas partem de premissas que buscam agregar os elementos do sistema em grupos com características semelhantes, em face da impossibilidade de analisar cada elemento em separado para cada característica distinta de carga.

A metodologia apresentada nesta dissertação foi desenvolvida para a rede secundária de distribuição, uma vez que as redes primárias geralmente têm cadastros (se não completos pelo menos bastante razoáveis), para os quais as metodologias tradicionais de cálculo de perdas, baseadas em *load flows*, são aplicáveis e apresentam resultados muito satisfatórios.

Neste estudo, as redes secundárias serão caracterizadas pelos seguintes segmentos:

- § Transformadores
- § Condutores da Rede Secundária de Distribuição

§ Ramais de Serviço ou Ligação

§ Medidores

Desta forma foi desenvolvida uma metodologia de avaliação das perdas técnicas dos sistemas de distribuição, utilizando métodos estatísticos de avaliação em alguns dos elementos (condutores das redes secundárias e transformadores de distribuição), e de modelos determinísticos simplificados nos outros elementos, orientados fundamentalmente a estabelecer os níveis de perdas técnicas para as redes secundárias das concessionárias, contando com um mínimo de dados que caracterizam essas redes (topologias típicas das redes, comprimento típico dos ramais de entrada) e os equipamentos utilizados (características dos cabos, transformadores, medidores) além de curvas de cargas típicas de consumidores.

Como orientação para o desenvolvimento da metodologia, foram utilizados os valores médios de perdas nos diversos segmentos, apresentados na tabela 2.1 (Meffé, 2000), para identificar em quais deles a metodologia deveria evoluir em busca de maior detalhamento, buscando atender o compromisso entre precisão e investimento em obtenção e processamento de dados.

Tabela 2.1 – Perdas técnicas por segmento da rede secundária de distribuição

NÍVEL MÉDIO DE PERDAS DE ENERGIA EM RELAÇÃO AO <u>TOTAL</u> DE PERDAS TÉCNICAS	
Segmento	Faixa Esperada (%)
Transformadores de Distribuição	15-26
Rede Secundária	9-20
Ramais de Ligação	1-4
Medidores de Energia	2-5

3. O AGENTE REGULADOR E AS PERDAS

Apesar das agências reguladoras demonstrarem preocupação e acompanharem o nível de perdas das companhias de distribuição de energia elétrica, ainda não existem regulamentações a respeito do nível máximo de perdas permitido (ou remunerável) para uma distribuidora, nem de como deve ser realizado o cálculo das perdas técnicas (uma exceção é a CSPE, Comissão de Serviços Públicos de Eletricidade, que desenvolveu, recentemente, metodologia própria para o cálculo das perdas técnicas no sistema de distribuição que está sendo utilizada pelas concessionárias do Estado de São Paulo, como parte do Plano de Qualidade proposto pela CSPE).

O acompanhamento dos níveis de perdas se deve principalmente ao cálculo tarifário (uma vez que parte das perdas técnicas inerentes ao processo de distribuição de energia deve ser compensada financeiramente), mas este acompanhamento também ocorre em função da necessidade de manutenção do bem público explorado na concessão (rede de distribuição). É de interesse do agente regulador estimular a otimização do processo de distribuição e a qualidade da energia entregue ao consumidor, o que pode ser percebido com as Resoluções 024/2000 (Continuidade de Fornecimento) e Resolução 505/2001 (Níveis de Tensão). Porém o risco de incentivar a ineficiência do processo de distribuição de energia existe, uma vez que as concessionárias de distribuição informam seu nível de perdas sem que as agências reguladoras acompanhem e/ou auditem esse processo, permitindo que uma parcela das perdas comerciais ou das perdas técnicas derivadas de um sistema com manutenção/utilização inadequado seja incorporada ao processo de revisão tarifário. Por isso é esperado que a ANEEL venha a regulamentar este tema.

“Para avaliar a eficiência global da concessionária, o regulador necessita de um sistema de avaliação que garanta a isonomia entre diferentes concessionárias e que seja aplicável a bases de dados distintas” (Hashimoto e outros, 2002).

Os grandes obstáculos para regulamentação das perdas técnicas são:

- § acompanhar a grande quantidade de dados necessários nas tradicionais metodologias de cálculo de perdas, garantindo a qualidade e confiabilidade dos dados apresentados pelas diversas concessionárias;
- § considerar a natureza aleatória das cargas e a grande dinâmica das redes de distribuição, além das especificidades de cada região;
- § tratar concessionárias com redes e grau de desenvolvimento diversos e com áreas de concessão de características muito distintas;

Esses obstáculos são semelhantes aos encontrados pela ANEEL quando da regulamentação sobre Continuidade de Fornecimento. A solução adotada pela Agência naquela ocasião foi a criação de conjuntos de consumidores com características semelhantes dentro das concessionárias, o que permitiu que fossem feitas exigências de níveis de continuidade distintos para diferentes tipos de conjuntos, possibilitando a comparação entre conjuntos semelhantes e não entre concessionárias, criando desta maneira uma forma de tratamento isonômico entre concessionárias distintas.

Ao editar a resolução 505/2001 (Resolução sobre níveis de tensão), a Agência novamente considera os conjuntos definidos na Resolução 024/2000 (Resolução sobre indicadores de continuidade), desta vez não para considerar índices de qualidade distintos, mas para permitir a comparação deste índice de qualidade entre concessionárias distintas, mas que possuam conjuntos semelhantes.

É plausível, portanto, acreditar que uma regulamentação sobre as perdas técnicas tenha um desenvolvimento muito parecido com o adotado para estes outros critérios de qualidade. Um possível desenvolvimento desta resolução poderia ser a definição de alguns modelos típicos de rede de distribuição para cada conjunto; a comparação do índice de perdas de conjuntos com características semelhantes; a definição do nível de perdas a ser considerado na tarifa em função do nível médio por conjunto e/ou da média ponderada para cada concessionária. É possível também estabelecer uma “taxa de redução de perdas” para as redes que

apresentem perdas médias muito superiores a outras redes de características semelhantes.

A definição dos modelos típicos de redes de distribuição e dos dados requeridos para os cálculos deve ser criteriosamente estabelecida, para permitir que os modelos representem a realidade da concessionária e que os dados possam ser disponibilizados por todas as concessionárias, mesmo aquelas cujos cadastros das redes não sejam atualizados ou consistentes.

A metodologia desenvolvida neste trabalho pode ser utilizada como ferramenta para solucionar as questões referentes às redes secundárias de distribuição, uma vez que:

- § utiliza modelos típicos de redes secundárias de distribuição, (permitindo a criação dos modelos para os conjuntos);
- § simula a carga, com toda sua aleatoriedade, inclusive de desequilíbrio por fase, a partir de curvas de carga típicas por tipo de consumidor, (curvas típicas já são usadas para os cálculos de mercado e tarifas, sendo, portanto dados facilmente disponíveis ou ainda necessários para as concessionárias);
- § necessita de poucos dados, fáceis de disponibilizar por parte das concessionárias e de auditar por parte das agências reguladoras.

O software apresentado nesta dissertação permite o cálculo das perdas técnicas de um conjunto formado por várias redes secundárias distintas, disponibilizando o resultado agregado, porém a metodologia desenvolvida neste trabalho pretende atingir apenas a rede secundária de distribuição, sendo necessário portanto desenvolver a metodologia para a rede primária e subestações das concessionárias.

Como já dito no capítulo dois, as concessionárias geralmente dispõem de cadastro das redes primárias de distribuição e utilizam modelos de simulação tradicionais, porém algumas idéias desenvolvidas nesta metodologia poderiam ser aproveitadas. Deste modo, seguindo o desenvolvimento da metodologia proposta

para a rede secundária, é possível imaginar a evolução da mesma para a rede primária de distribuição. A metodologia já desenvolvida utiliza curvas de carga típicas para simular os consumidores. Essas curvas são agregadas por poste da rede e as curvas dos postes são agregadas no transformador de distribuição. Pode-se considerar a rede primária, de maneira semelhante, onde a carga seria simulada pelas curvas dos vários transformadores de distribuição alimentados por esta rede e a carga do transformador da subestação seria o agregado das curvas dos transformadores de distribuição.

A figura a seguir apresenta como as curvas de carga poderiam ser agregadas, partindo das curvas típicas do consumidor até a curva agregada do transformador da subestação de distribuição.

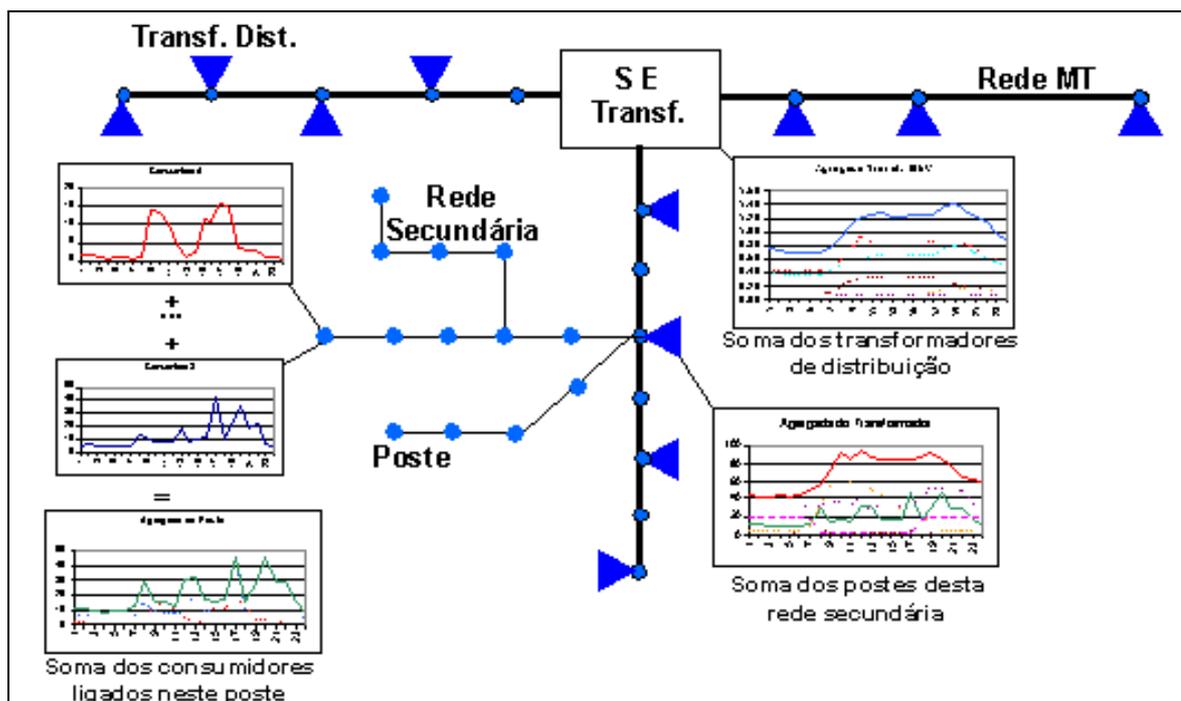


Figura 3.1 – Rede de Distribuição Típica

4. TERMINOLOGIA

4.1. PERDAS

Define-se perda como sendo a diferença existente entre a “grandeza de entrada” (recebida) e a “grandeza de saída” (entregue):

$$\text{Perdas } i = \text{Entrada } i - \text{Saída } i$$

Onde i é a grandeza, que pode ser classificada quanto à natureza, origem, localização e componente.

4.2. PERDAS DE DEMANDA DE POTÊNCIA

Perda de Demanda é a diferença existente entre a “demanda de entrada” (recebida) e a “demanda de saída” (entregue), em um dado instante t .

$$P(t) = D(t)_{\text{entrada}} - D(t)_{\text{saída}} \quad [W \text{ (ou múltiplos)}]$$

4.3. PERDAS DE ENERGIA

Perda de Energia é a diferença existente entre a “energia de entrada” (recebida) e a “energia de saída” (entregue) em um intervalo de tempo.

$$E(\Delta t) = E(\Delta t)_{\text{entrada}} - E(\Delta t)_{\text{saída}} \quad [Wh \text{ (ou múltiplos)}]$$

4.4. PERDAS TÉCNICAS

Perda Técnica é a energia ou a demanda perdida no transporte e na transformação, portanto inerente ao processo, e considerada antes do ponto de venda (entrega ao consumidor).

4.5. PERDAS COMERCIAIS

Perda Comercial é a energia ou a demanda efetivamente entregue ao consumidor, ao consumo próprio ou a outra concessionária, mas não computada nas vendas.

4.6. PERDAS GLOBAIS

Perdas Globais - são as perdas totais de energia elétrica ou demanda existentes, considerando o conjunto dos sistemas de geração, transmissão e distribuição e comercialização. Inclui as perdas técnicas e as perdas comerciais.

4.7. PERDAS NA TRANSMISSÃO

Perdas na Transmissão - são as perdas de energia elétrica e demanda existentes, considerando os sistemas de geração e transmissão.

4.8. PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO

Perdas na Distribuição - são as perdas de energia elétrica e demanda existentes, considerando apenas o sistema de distribuição.

4.9. FATOR DE CARGA

Define-se Fator de Carga - F_c , como sendo a relação entre a Demanda Média (D_{med}) e a Demanda Máxima ($D_{máx}$), ao longo de um período de tempo T :

$$F_c = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T D(t) \cdot dt}{D_{max}} \rightarrow \frac{E_c}{T \cdot D_{max}} \quad [pu] \quad (4.1)$$

onde:

F_c - fator de carga [pu]

D_{med} - demanda média [kW]

D_{max} - demanda máxima [kW]

$D(t)$ - demanda no instante t [kW]

E_c - consumo de energia no período T [kWh]

T - período de tempo [h]

4.10. FATOR DE PERDAS

O fator de perdas é a relação entre a perda média e a perda máxima.

$$F_p = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P(t) \cdot dt}{P_{max}} \longrightarrow \frac{E_p}{T * P_{max}} \quad [pu] \quad (4.2)$$

onde:

F_p - fator de perdas

P_{med} - perda média de demanda [kW]

P_{max} - perda máxima de demanda [kW]

$P(t)$ - perda instantânea de demanda [kW]

E_p - perda de energia no período T [kWh]

T - período de tempo [h]

4.11. SISTEMA ELEMENTAR DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA (SES)

Sistema elétrico constituído por um transformador de distribuição e sua rede secundária associada.

4.12. SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA OU SISTEMA DE BAIXA TENSÃO

Conjunto de sistemas elementares de distribuição secundária.

4.13. CARREGAMENTO OU FATOR DE UTILIZAÇÃO (FU)

Relação percentual entre a demanda máxima e a potência nominal de determinado equipamento.

4.14. GRÁFICO DE CARGA (CURVA DE CARGA)

Gráfico que apresenta o comportamento da demanda requerida por um período de tempo.

4.15. SISTEMA DE SUPERVISÃO DE REDE PRIMÁRIA (SSP)

Software de *load flow* utilizado pela COELBA para cálculo de redes primárias do sistema de distribuição.

4.16. SISTEMA DE CONTROLE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO (CRD)

Sistema de gerenciamento de redes utilizado pela COELBA.

4.17. SISTEMA DE CONTROLE DE REDES SIMPLIFICADO (CRS)

Sistema de acompanhamento do carregamento de transformadores de distribuição utilizado pela COELBA em áreas onde não foi implantado o CRD.

5. ANÁLISE DA BIBLIOGRAFIA

A bibliografia estudada apresenta algumas semelhanças nas abordagens para o cálculo das perdas nos sistemas de potência. Todas têm por premissa agregar os elementos do sistema em grupos de elementos com características parecidas. Isso se explica pela impossibilidade de analisar cada elemento em separado para cada característica distinta da carga.

A cuidadosa caracterização dos agrupamentos também é um ponto em comum entre as diversas abordagens de cálculo de perdas estudadas, uma vez que a precisão dos resultados encontrados dependerá do grau de semelhança entre os elementos de um agrupamento.

De maneira geral, as metodologias para cálculos das perdas nos sistemas de distribuição estudadas, concentram o detalhamento nas perdas do sistema primário e dos transformadores das subestações, tratando as perdas nas redes secundárias através de modelos de redes geometricamente simétricas em relação ao transformador, com a carga uniformemente distribuída, e com condutor único para toda a rede. Outra maneira encontrada na bibliografia pesquisada para determinar as perdas no sistema de distribuição é através de métodos simplificados de cálculo utilizando a demanda do sistema elétrico e fator de perdas obtido a partir do fator de cargas, esta metodologia calcula as perdas para o sistema, ou parte do sistema, como um todo, isto é, não calcula as perdas por segmento.

Tabela 5.1 – Perdas técnicas por segmento da rede de distribuição

NÍVEL MÉDIO DE PERDAS DE ENERGIA EM RELAÇÃO AO TOTAL DE PERDAS TÉCNICAS	
Segmento	Faixa Esperada (%)
Transformadores de Subestações	9-15
Rede Primária	15-28
Transformadores de Distribuição	15-26
Rede Secundária	9-20
Ramais de Ligação	1-4
Medidores de Energia	2-5

Os transformadores de subestações e a rede primária de distribuição são responsáveis por perdas de grandes montantes de energia, o que justifica a grande quantidade de estudos detalhados sobre essas parcelas das perdas. Além disso, estes segmentos normalmente são bem cadastrados e medidos regularmente pelas concessionárias, de maneira que estudos de fluxos de carga geralmente podem ser realizados com um bom grau de precisão.

As metodologias já propostas para determinação das perdas na rede secundária de distribuição ainda não esgotam o tema, mas indicam uma direção para o desenvolvimento de novas pesquisas na área, este desenvolvimento deve ser realizado com métodos estatísticos agregados que possibilitem tratar a aleatoriedade do comportamento das cargas.

A bibliografia estudada pode ser dividida em dois grupos;

- o primeiro apresenta as metodologias tradicionalmente utilizadas pelas principais concessionárias do país. E é formado por Soares e outros (1986), Araújo (2000), Bacelar (1994) e Bacelar (1995).
- o segundo apresenta novas metodologias de cálculo ou estudos que buscam reduzir as perdas em redes ou componentes através de novos arranjos ou equipamentos mais eficientes. As principais referências são Maliuk (2000), Méffe (2000), Baran (1989), Hashimoto (2002).

5.1. Metodologias Tradicionais

Nos sistemas de distribuição, as empresas vêm utilizando diversos processos para a estimativa das perdas técnicas: gerência de redes, fluxo de carga, processos estatísticos, modelos geométricos, etc.

Cada um desses procedimentos apresenta vantagens e desvantagens. Enquanto os processos mais elaborados (gerência de redes e fluxo de carga, por exemplo) apresentam resultados que devem se aproximar da realidade - podendo inclusive ser utilizado para análises individuais e localizadas - mas exigem uma extensa base de dados e cadastro permanentemente atualizado, as metodologias

simplificadas (processos estatísticos, modelos geométricos, etc.) necessitam de um volume reduzido de dados e permitem a estimativa das perdas de forma expedita, no entanto tendem a apresentar resultados satisfatórios apenas quando aplicadas a grandes sistemas e de forma global.

A metodologia tradicionalmente proposta como modelo para as concessionárias supõe que o estudo das perdas seja estratificado por componente: condutores de rede primária, transformadores de distribuição, condutores de redes secundárias, ramais de ligação, medidores (bobina de potencial), equipamentos (capacitores, reguladores de tensão, etc.) e diversas (isoladores, efeito corona, conexões, etc.).

Alerta para a necessidade de uma análise cuidadosa da relação entre fator de carga e fator de perdas, uma vez que para sistemas de distribuição, devido à ramificação dos alimentadores (que lhes dá um aspecto de verdadeiras árvores), as tradicionais relações não são sempre verdadeiras. Isto se deve ao fato do fator de carga de uma rede primária ser avaliado por medição na subestação, e de que as perdas em cada trecho dependem da distribuição de carga ao longo do alimentador e da configuração do mesmo, sendo, portanto, praticamente impossível que o fator de carga da subestação de distribuição seja igual ao fator de carga das redes secundárias ou de todos os pontos da rede primária de distribuição.

Tradicionalmente, as concessionárias utilizam o fator de perdas definido pela expressão a seguir, independente do período de análise:

$$F_p = k \times F_c + (1 - k) \times F_c^2 \quad [\text{pu}] \quad (5.1)$$

As concessionárias vinham utilizando a expressão 5.1 com $k = 0,30$ (valor proposto em 1928 por F. H. Buller e C. A. Woodrow para períodos mensais). Entretanto, com base na análise de curvas de carga típicas de diversas empresas brasileiras, verificou-se como sendo mais coerente para períodos anuais $k = 0,15$, de maneira que a expressão 5.1 tem assumido o seguinte formato:

$$F_p = 0,15 \times F_c + 0,85 \times F_c^2 \quad [\text{pu}] \quad (5.2)$$

Em Bacelar (1994) é apresentada uma nova relação entre o fator de perdas e o fator de cargas que é mais adequada às características das cargas da concessionária local.

$$F_P = F_C^{1,65} \quad (5.3)$$

Uma vez que o fator de perdas exerce forte influência na determinação das perdas, as curvas de carga típicas dos diversos segmentos dos sistemas de distribuição devem ser periodicamente estimadas pelas empresas, a fim de possibilitar a determinação dos fatores de carga e de perdas desses segmentos. É necessário conhecer os dados relativos aos dias úteis, e aos sábados, domingos e feriados, uma vez que as perdas de energia são normalmente referidas a períodos anuais.

O acompanhamento da evolução das perdas em um sistema elétrico pode ser realizado de diversas formas. No entanto, sem dúvida nenhuma, a forma mais eficiente é a utilização de sistemas de gerência de rede que, entretanto, requerem custos elevados para sua implantação, e permanente manutenção da sua base de dados.

A metodologia tradicional propõe que o cálculo das perdas nos condutores da rede primária seja realizado através de programas de fluxo de carga, utilizando o modelo da corrente constante para cargas predominantemente residenciais/comerciais, e o modelo de potência constante para cargas industriais e de irrigação. Estes segmentos normalmente são bem cadastrados e medidos regularmente pelas concessionárias, de maneira que estudos de fluxos de carga geralmente podem ser realizados com um bom grau de precisão.

Para estimativa das perdas nos condutores da rede primária, quando da inexistência de gerência de rede ou impossibilidade de se realizar estudos de fluxo de carga (falta de ferramenta computacional, falta e/ou precariedade de cadastro, etc.), é aceitável a utilização de modelos simplificados para a avaliação global das

perdas (grandes sistemas), não devendo, no entanto, utilizar esses modelos para estimativa de sistemas isolados (SE, alimentador, localidade, etc.).

Para estimativa das perdas nos sistemas de distribuição, o modelo simplificado normalmente utilizado pelas concessionárias que não dispõem de uma boa ferramenta computacional ou cadastro, é a determinação das perdas feita com base nos dados de demanda no horário de ponta do sistema, fator de carga médio e perda de potência no horário de ponta. Conhecidos estes valores a determinação das perdas de energia é feita por:

$$E_t = D_p \times F_c \times T \quad [\text{MWh}] \quad (5.4)$$

$$E_t = D_{FP} \times (T - t_p) + D_p \times t_p \quad [\text{MWh}] \quad (5.5)$$

$$E_p = P_p \times F_p \times T \quad [\text{MWh}] \quad (5.6)$$

$$E_p = P_{FP} \times (T - t_p) + P_p \times t_p \quad [\text{MWh}] \quad (5.7)$$

Onde: E_t = Energia total em MWh

E_p = Energia Perdida em MWh

D_p = Demanda de ponta

P_p = Perda de Potência na Ponta

D_{FP} = Demanda fora de ponta

P_{fp} = Perda de Potência fora ponta

F_c = Fator de Carga

F_p = Fator de perdas

T = Tempo total

t_p = Tempo de ponta

A metodologia tradicional determina que a avaliação das perdas nos transformadores de distribuição seja calculada separadamente para perdas no ferro e perdas no cobre. As perdas nos transformadores estão concentradas nesses dispositivos que permitem uma fácil modelagem, o que significa a possibilidade de utilização de processo simplificado para garantir uma boa estimativa, mesmo quando comparada com estudos através de gerência de rede.

A metodologia considera que as perdas no ferro são desprezíveis com a variação da carga podendo considerar apenas as perdas a vazio.

O cálculo agregado simplificado das perdas nos transformadores é realizado somando as perdas médias a vazio de transformadores do mesmo tipo. As perdas no cobre são calculadas com base nos ensaios de curto circuito, no carregamento médio dos transformadores (dados de amostragem) e no fator de simultaneidade. (Bacelar, 1995). As fórmulas sugeridas são:

$$P_{TFER} = \sum_i n_i \times P_{FER_i} \quad (5.8)$$

$$P_{TCU} = \sum_i n_i \times \lambda_i^2 \times P_{CU_i} \quad (5.9)$$

$$\lambda_i^2 = \sum_i \frac{f u_i^2}{n_i} \quad (5.10)$$

Onde: P_{TFER} é o somatório das perdas no ferro dos n transformadores

P_{FERi} é a perda no ferro do transformador tipo i

n_i é o número de transformadores do tipo i

P_{TCU} é o somatório das perdas no cobre dos n transformadores

P_{CUi} é a perda no cobre do transformador tipo i

λ_i é o carregamento médio quadrático dos transformadores tipo i

f_{u_i} é o carregamento de cada transformador do tipo i

Para as perdas nos condutores da rede secundária, devido à grande dispersão na tipicidade (comprimento, geometria da rede, número de pontos de carga, bitola e tipo de condutores, etc.), o uso de sistemas de gerência de rede é o método mais adequado de determinar as perdas técnicas, devendo estar associado a ações permanentes para garantir a qualidade dos dados de entrada (cadastro atualizado e dados consistidos).

Algumas das causas do aumento das perdas técnicas nas redes secundárias são o desbalanceamento de carga, o não fechamento em anel dos circuitos de um mesmo transformador e a falta de manutenção no sistema. O desbalanceamento de carga como agravante das perdas técnicas num sistema elétrico tem maior significado nas redes secundárias, já que nesse componente é maior a possibilidade de ocorrência quando comparado com o sistema primário e o sistema de transmissão, pois a corrente de desequilíbrio dispõe de caminho de retorno para a fonte através do condutor neutro. Como, na rede secundária, a maioria das cargas é monofásica, e cada consumidor pode ter hábitos de consumo diferenciados ao longo do dia, torna-se praticamente impossível garantir o equilíbrio permanente das cargas ao longo de todos os vãos que formam os circuitos de baixa tensão. A otimização do balanceamento da carga da rede secundária deve ser perseguida, através da definição de critérios para ligação de novos consumidores monofásicos e bifásicos na(s) fase(s) adequada(s) que levem em conta a demanda máxima solicitada e o tipo de classe do consumidor (curva de carga) bem como, através do monitoramento permanente dos carregamentos das fases do circuito secundário,

que só se torna viável através de gerência computacional adequada da rede secundária.

Outro causador do aumento das perdas técnicas nas redes secundárias é o desvio da posição dos transformadores dos centros de carga, a otimização das perdas ocorrerá quando a rede for simétrica em relação ao transformador. Essa afirmação é facilmente comprovada se considerarmos o modelo de rede secundária a seguir onde o comprimento L de rede tem resistência r , e duas cargas que solicitam a mesma corrente, i são locadas conforme a figura a seguir. Na primeira rede, cada trecho do transformador até a carga tem resistência r e é percorrido por uma corrente i . Considerando apenas as perdas ôhmicas temos a soma das perdas nos dois trechos igual a $2i^2r$. Na segunda rede, o transformador é deslocado para um lado da rede e as cargas são locadas no lado oposto ao transformador, caracterizando a assimetria física máxima possível para este arranjo. Nesta rede o comprimento será $2L$, com resistência $2r$ e a corrente que percorre a rede é $2i$, portanto as perdas ôhmicas atingem $8i^2r$, sendo 4 vezes maiores que as perdas na rede simétrica. Na terceira rede, existe simetria física, mas o transformador não está no centro de carga da rede, cada trecho tem comprimento L , com resistência r , porém as correntes que passam por cada trecho da rede são diferentes (apesar da soma das correntes ter o mesmo valor que nas redes anteriores), um trecho tem $1/3$ da corrente i e o outro trecho tem $5/3$ da corrente i . Com esta condição de assimetria as perdas são 1,4 vezes maiores que com a rede simétrica.

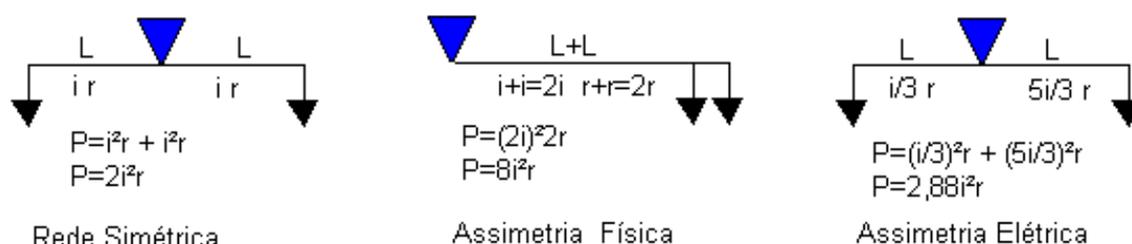


Fig.5.1 – Perdas em redes com transformador no centro da carga e fora do centro da carga

A metodologia tradicional propõe que outros tipos de perdas que ocorrem nos sistemas de distribuição (ramais de ligação, medidores, conexões, correntes de

fuga, etc.) devido à pequena participação no valor total e, em alguns casos, dada à extrema dificuldade de cálculo, podem ser estimados através de processos simplificados.

Os processos simplificados mais comuns são:

- § Perdas nos Ramais de Serviço – Considerar que a corrente por fase é a mesma para todos os tipos de ligação dos consumidores e admitir impedância médias por tipo de ligação.
- § Perdas nos Medidores – Considerar constante a perda por bobina de potencial, tornando o cálculo bastante simples, sendo necessário apenas saber o número de medidores instalados e o tipo de cada um deles.
- § Perdas nos Capacitores e Reguladores de Tensão – A perda é conhecida e depende do tipo de isolante empregado e da quantidade de equipamentos instalados, uma vez que a perda nestes equipamentos não depende da carga.

As outras perdas técnicas dos sistemas de distribuição (conexões, corona, equipamentos de regulação) são consideradas como um percentual das perdas técnicas totais.

A metodologia tradicional é perfeita para sistemas que possuem boas gerências de redes, bons métodos computacionais de fluxo de carga e cadastro atualizado e consistido da rede de distribuição, porém esta não é a realidade da maioria das concessionárias do nordeste do país, o que tem motivado o desenvolvimento de métodos simplificados que alcancem o nível de precisão necessário para o cálculo das perdas.

O anexo C de Soares e outros (1994), trata da relação entre os fatores de carga e de perdas mostrou a necessidade de um tratamento diferente no desenvolvimento da metodologia proposta para este trabalho, que permitisse a determinação do fator de perdas de maneira independente do fator de cargas, o que foi conseguido com a utilização das curvas de carga e de perdas para as redes

secundárias de distribuição, como será visto no capítulo 6. Este relatório também motivou o desenvolvimento do tratamento da assimetria e desequilíbrio da rede secundária de distribuição na metodologia proposta nesta dissertação.

Além disso, a metodologia desenvolvida nesta dissertação adotou algumas simplificações propostas nos modelos tradicionais de cálculo de perdas. Essas simplificações foram utilizadas nos elementos da rede que possuem perdas percentuais menos significativas em relação às perdas totais de energia, o que também será visto no capítulo 6.

5.2. Novas Metodologias

As novas metodologias para cálculos das perdas são embasadas pelas metodologias tradicionais, porém utilizam métodos estatísticos para avaliar o comportamento aleatório das cargas e seu contínuo processo de crescimento.

A maior parte das novas metodologias utiliza modelos estatísticos agregados para calcular as perdas nos condutores das redes primárias e secundárias, e métodos simplificados nos demais elementos das redes de distribuição.

O tratamento estatístico é dado tanto no agrupamento dos elementos semelhantes, para criar famílias típicas ou descritores de características, como na previsão do processo de expansão e comportamento sazonal da carga.

O modelo de redes arborescentes, desenvolvido por Messenger (L'équilibre optimal entre investissements lourds et matériels d'exploitation des reseaux MT arborescents. 1991), Gouvea (Bases conceituais para o planejamento de investimentos em sistemas de distribuição de energia elétrica.1993) e Valente (Modelo probabilístico para avaliação do desempenho de redes de distribuição primária.1997) é utilizado como base para o cálculo das perdas nos alimentadores primários em Maliuk (2000) e Hashimoto (2002).

Já Méffe (2000) propõe o uso de curvas de carga típicas agregadas para compor a carga das redes primária e secundária e o cálculo elétrico de cada trecho

da rede para cada fase. O uso das curvas de carga permite o cálculo das perdas de energia de maneira direta, sem aproximação do fator de cargas, o que pode influir significativamente no resultado dos cálculos. A metodologia proposta por Méffe (2000) utiliza curvas de carga típicas em pu que são posteriormente multiplicadas pela potência média mensal solicitada à rede por este consumidor.

Apesar da metodologia desenvolvida por Méffe (2000) apresentar resultados bastante precisos, ela necessita que a concessionária mantenha uma base de dados onde estejam cadastrados os dados de todas as suas redes secundárias, redes primárias, transformadores de distribuição, subestações de distribuição e também os dados de todos os seus consumidores. O levantamento e manutenção desse cadastro implicará em dispêndio de tempo e recursos consideráveis, além da necessidade de constante atualização deste banco de dados, o que é inviável para a grande maioria das concessionárias do Nordeste do país.

A análise das perdas técnicas, nas redes secundárias, apresentada em Maliuk (2000) e Hashimoto (2000) é fundamentada no trabalho de Kagan (1988) sobre planejamento de redes secundárias. Nestas metodologias a rede secundária é analisada com cinco tipologias para as quais são estabelecidos coeficientes unitários de perdas. Estes coeficientes são definidos para redes simétricas e balanceadas, posteriormente são definidos fatores que corrigirão os coeficientes unitários de perdas em função da assimetria e desbalanceamento da rede.

O uso de redes típicas para o sistema secundário é bastante interessante, porém as redes simétricas definidas no trabalho de Kagan (1988) não são a melhor aproximação para o cálculo das perdas no sistema secundário de uma concessionária desta região.

A solução adotada nesta dissertação para o cálculo das perdas nas redes secundárias de distribuição passou por uma combinação das duas metodologias, isto é, utilizou-se redes típicas, porém não foram limitadas em quantidades nem em assimetria e adotou-se o cálculo por fase utilizando curvas de carga típicas, porém sem utilizar dados de consumo, como será visto no capítulo 6.

O cálculo das perdas nos transformadores utilizado por Hashimoto é feito da mesma maneira que para as metodologias tradicionais. Méffe (2000) utiliza a curva de carga diária para determinar o carregamento do transformador e calcula suas perdas de energia para cada instante da curva de carga. Essa solução permite que o cálculo das perdas de energia seja realizado sem a utilização do fator de perdas.

O cálculo das perdas nos demais elementos da rede secundária de distribuição é realizada de maneira semelhante em todo grupo de novas metodologias, sendo que a metodologia proposta por Méffe (2000) permite o cálculo das perdas de energia de maneira direta.

A análise da bibliografia permitiu combinar metodologias baseadas em cálculos tradicionais com outras desenvolvidas a partir de métodos estatísticos agregados. O resultado desta combinação será apresentado no capítulo 6, onde a metodologia probabilística para o cálculo das perdas técnicas nas redes secundárias de distribuição será apresentada.

6. METODOLOGIA

A bibliografia pesquisada, durante o desenvolvimento deste trabalho, muitas vezes alerta para o erro introduzido no cálculo das perdas de energia em função da determinação do fator de perdas à partir do fator de carga. A relação entre estes fatores aparece como resultado de uma inferência onde o fator de ajuste, k , pode assumir diversos valores, a depender do conjunto de dados utilizado pelo autor do estudo e do intervalo de tempo utilizado (CODI, 1996).

A solução adotada foi determinar o fator de perdas através da curva de perdas da rede em estudo. Para essa metodologia a carga dos consumidores é definida por curvas de carga típicas, as correntes, em cada trecho da rede de distribuição secundária, são conhecidas para cada intervalo de tempo da curva de carga dos consumidores, de maneira que as perdas nos cabos das redes secundárias são encontradas como “curva de perdas”, portanto é possível definir o fator de perdas como a relação entre o valor da perda máxima ocorrida na curva e a integral desta curva no tempo, de maneira análoga a que tradicionalmente é usada para definir o fator de carga. Desta maneira o erro que poderia ser internalizado no cálculo das perdas de energia foi evitado.

Utilizando o software desenvolvido, foi possível realizar diversas simulações para verificar qual o erro que cada uma das equações utilizadas para o cálculo do fator de perdas, 5.1 e 5.7, introduziria no total das perdas de energia de uma rede secundária, e qual o valor que a constante k deveria assumir para minimizar este erro.

6.1. Análise da relação entre o fator de perdas e o fator de cargas

Nos métodos tradicionais de cálculo das perdas, as perdas de energia são definidas a partir da perda de demanda e do fator de perdas que, por sua vez, é determinado através do fator de carga e de uma constante, k , cujo valor geralmente é escolhido em função do intervalo de tempo para o qual as perdas são calculadas.

Para as simulações realizadas com o cálculo direto das perdas de energia utilizando as curvas de carga, foram encontrados fatores de perdas diversos dos calculados utilizando as relações tradicionais.

Os limites da relação entre os dois fatores são claros, pois considerando a definição dos fatores e a figura a seguir, temos:

$$F_C = \frac{C_m}{C_{mx}} \quad \text{e} \quad F_P = \frac{P_m}{P_{mx}}$$

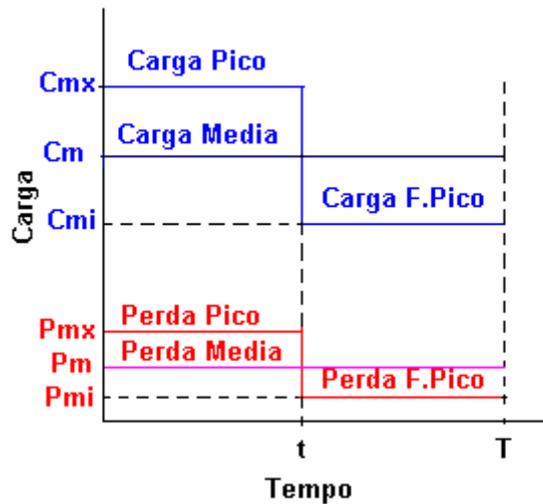


Fig.6.1 – Curva de Carga e de Perdas

$$C_{mx} \times t + C_{mi} \times (T - t) = C_m \times T \quad \Rightarrow \quad C_m = \frac{C_{mx} \times t + C_{mi} \times (T - t)}{T}$$

Substituindo C_m na definição do fator de cargas temos:

$$F_C = \frac{C_{mx} \times t + C_{mi} \times (T - t)}{C_{mx} \times T} = \frac{t}{T} + \frac{C_{mi}}{C_{mx}} \times \frac{T - t}{T} \quad (6.1)$$

Seguindo o mesmo raciocínio e considerando que as perdas são função do quadrado da corrente da carga, temos:

$$F_P = \frac{t}{T} + \frac{P_{mi}}{P_{mx}} \times \frac{T - t}{T} \quad \therefore P \approx C^2 \quad \Rightarrow \quad F_P = \frac{t}{T} + \left(\frac{C_{mi}}{C_{mx}} \right)^2 \times \frac{T - t}{T} \quad (6.2)$$

Considerando as expressões 6.1 e 6.2 nos limites onde:

- A carga é plana, ou seja, $C_{mi} = C_{mx}$ e $t=0$, teremos:

$$\text{Para 6.1} \quad F_c = \frac{t}{T} + 1 \times \frac{T-t}{T} = 1$$

$$\Rightarrow F_p = F_c = 1$$

$$\text{Para 6.2} \quad F_p = \frac{t}{T} + (1)^2 \times \frac{T-t}{T} = 1$$

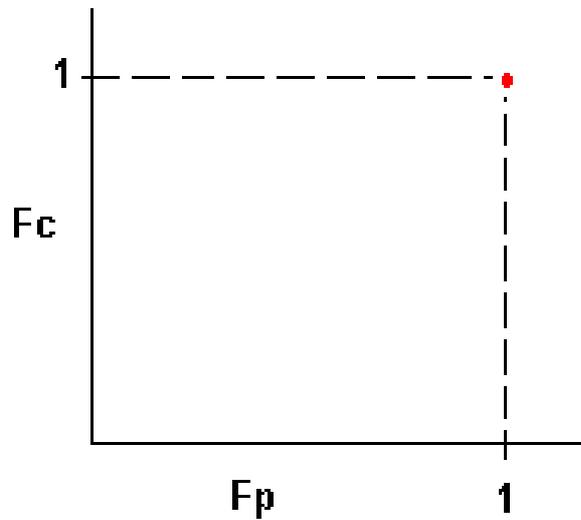


Fig.6.2-Representação de F_c e F_p para $C_{mi} = C_{mx}$

- C_{mx} ocorre num curto intervalo, ou seja, t tende a zero

$$\text{Para 6.1} \quad F_c = \frac{0}{T} + \frac{C_{mi}}{C_{mx}} \times \frac{T-0}{T} = \frac{C_{mi}}{C_{mx}}$$

$$\Rightarrow F_p = F_c^2$$

$$\text{Para 6.2} \quad F_p = \frac{0}{T} + \left(\frac{C_{mi}}{C_{mx}}\right)^2 \times \frac{T-0}{T} = \left(\frac{C_{mi}}{C_{mx}}\right)^2$$

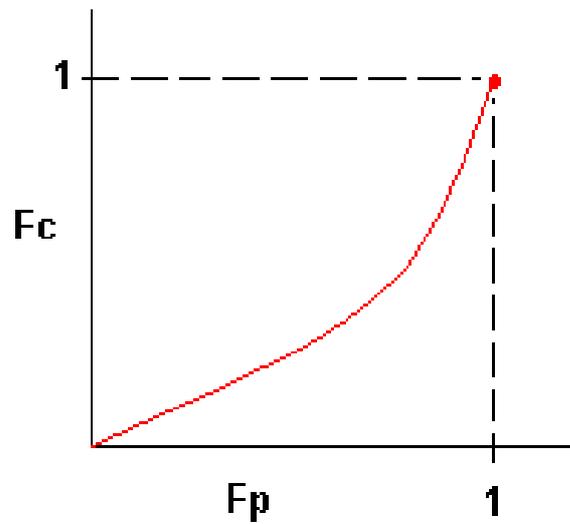


Fig.6.3-Representação de F_C e F_P para $t = 0$

- C_{mi} tende a zero,

$$\text{Para 6.1} \quad F_c = \frac{t}{T} + \frac{0}{C_{mx}} \times \frac{T-t}{T} = \frac{t}{T}$$

$$\Rightarrow F_P = F_C = \text{Cte}$$

$$\text{Para 6.2} \quad F_P = \frac{t}{T} + \left(\frac{0}{C_{mx}} \right)^2 \times \frac{T-t}{T} = \frac{t}{T}$$

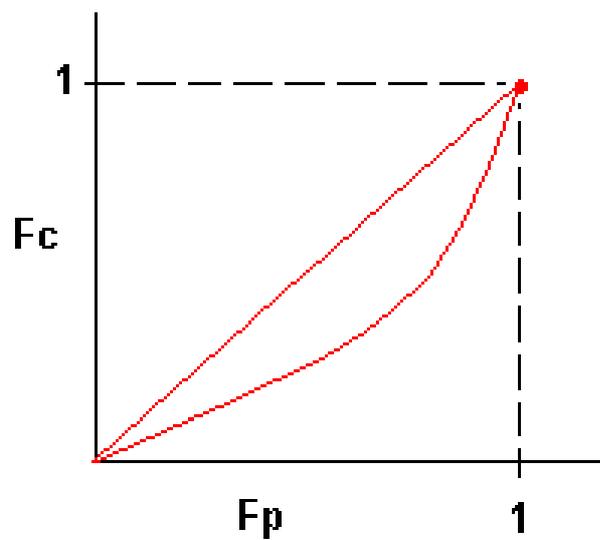


Fig.6.4-Representação de F_C e F_P - Sobreposição das possibilidades

A análise da sensibilidade foi feita para duas topologias de rede de distribuição (Rede 1 e Rede 2), em cada uma, mantida a distribuição de postes e cabos, foram calculadas as perdas e fatores para duas potências de transformadores com dois fatores de utilização.

A análise de sensibilidade do k com o fator de cargas da rede apresentou grandes variações, como era esperado, porém os resultados da análise demonstram que o valor de k fixo induz a erros na determinação do fator de perdas e conseqüentemente das perdas de energia.

Tabela 6.2 - Sensibilidade de k em relação ao fc para as equações 5.1 e 5.7.

Rede e Características	Valores do SimPerdas		$Fp=kFc+(1-k)Fc^2$			$Fp=Fc^k$		
	Fc	Fp ₁	k=0,30 Fp ₂	Erro (%) do Fp ₂	k para Fp ₂ = Fp ₁	K=1,65 Fp ₃	Erro (%) do Fp ₃	k para Fp ₃ = Fp ₁
Rede 1 - 75 kVA								
Rede 1 - 30 kVA								
Rede 2 - 75 kVA								
Rede 2 - 30 kVA								
Rede 1 - 75 kVA								
Rede 1 - 30 kVA								
Rede 2 - 75 kVA								
Rede 2 - 30 kVA								
Rede 1 - 75 kVA								
Rede 1 - 75 kVA								
Rede 2 - 30 kVA								
Rede 2 - 75 kVA								
Rede 1 - 30 kVA								
Rede 1 - 75 kVA								

Os resultados encontrados indicam que a equação representada pelo gráfico apresenta melhor resultado como estimativa para o fator de perdas de uma rede secundária que a equação 5.1 com k=0.3.

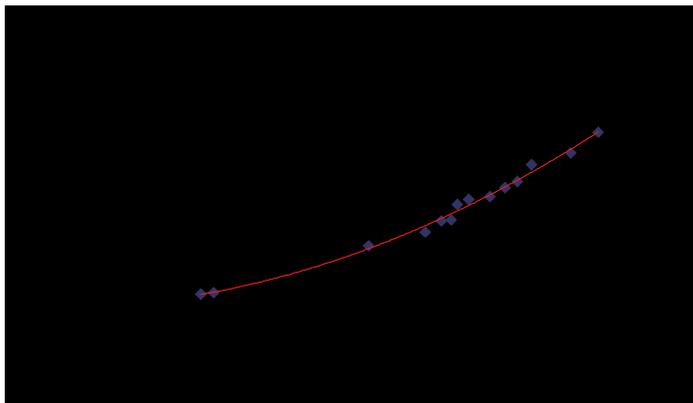


Figura 6.5 – Gráfico Fc X Fp para eq. 5.1

A equação que melhor define a relação entre o fator de carga e o fator de perdas para o gráfico da figura 6.5 é:

$$F_p = 0,83 \times F_c^2 + 0,13 \times F_c + 0,04 \quad (6.3)$$

$$R^2 = 0,99$$

O mesmo acontece para a equação 5.7, onde o melhor ajuste para a rede secundária se dá com os valores a seguir, como pode ser visto na figura 6.6.

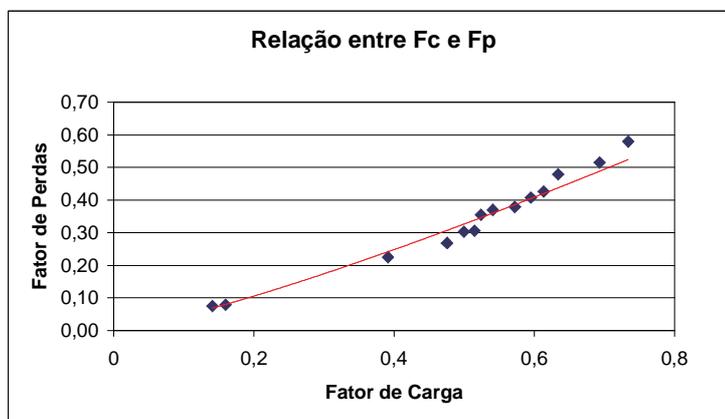


Figura 6.6 – Gráfico Fc X Fp para eq. 5.7

$$F_p = 0,77 \times F_c^{1,24} \quad (6.4)$$

$$R^2 = 0,99$$

6.2. Descrição da Metodologia

A metodologia desenvolvida direciona-se ao cálculo das perdas em redes secundárias típicas, compostas de transformador de distribuição, circuitos de baixa tensão, ramais de entrada e medidores de energia.

A metodologia proposta agrega os componentes da rede secundária, por tipo, desenvolvendo modelos de cálculos que melhor se adaptassem a cada grupo agregado (transformador, cabos da rede secundária, ramais de entrada, medidores). Nos grupos em que a perda varia com a aleatoriedade da carga, foram desenvolvidos modelos probabilísticos de cálculo, e naqueles cujas perdas não variam de maneira significativa com a variação da carga, foram adotados modelos determinísticos. Além disso, nos grupos cujas perdas são mais significativas, os modelos desenvolvidos foram elaborados de modo a conseguir um resultado com um grau de precisão maior, do que nos grupos onde as perdas correspondem a uma parcela menos significativa em relação às perdas técnicas totais.

Tabela 6.3 – Tipo de cálculo e percentual das perdas globais

Grupo ou Segmento	Percentual das Perdas Globais*(%)	Tipo de Cálculo Desenvolvido
Transformadores	15 –26	Probabilístico
Cabos da Rede Secundária	9-20	Probabilístico
Ramais de Ligação	1-4	Probabilístico simplificado
Medidores de Energia	2-5	Determinístico

* Faixa Esperada

O cálculo é realizado definindo-se as topologias típicas de rede da concessionária, contemplando assimetrias em qualquer grau e as curvas de carga típicas por categoria de consumidor (residencial, comercial, rural, industrial, etc.).

Utilizando uma topologia cadastrada, define-se uma rede, atribuindo a esta topologia as características do transformador¹ de distribuição e dos cabos da rede secundária em estudo. Atribui-se a quantidade de consumidor por poste, especifica-se distância entre postes e percentuais de categorias de consumidores ligados à rede secundária (% de consumidores residenciais, % de consumidores rurais, e assim por diante).

¹ Os transformadores podem ser monofásicos (com ou sem tap central) ou trifásicos.

São sorteadas, aleatoriamente, curvas de carga típicas para cada consumidor especificado para a rede, obedecendo a categoria do consumidor (residencial, comercial, rural, etc.), e atribuídas, também aleatoriamente, aos postes definidos na topologia.

O sorteio obedece a quantidade de consumidor por categoria e a quantidade de consumidores por poste estabelecidas, respeitando o padrão de ligação do transformador, isto é se o equipamento for trifásico, será possível que se especifique consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos. Caso o equipamento seja monofásico com tap central, só será possível especificar consumidores monofásicos e bifásicos e no caso de equipamento monofásico simples, será possível especificar apenas consumidores monofásicos. É sorteado também o desequilíbrio entre as fases do sistema, limitado a um valor máximo pré-cadastrado. (Essa limitação do desequilíbrio de fases contribui para diminuir a dispersão dos resultados encontrados e, portanto a quantidade de iterações necessárias para alcançar o grau de confiança desejado nos resultados).

Calcula-se então as perdas em cada conjunto de elementos que compõe a rede modelada, isto é, calcula-se as perdas de energia e de demanda do transformador, da rede secundária, dos ramais de ligação e dos medidores de energia. Quando se fizer necessário, pode-se facilmente incluir o cálculo das perdas dos equipamentos de compensação de reativos, se houverem².

Os resultados destes cálculos constituem-se em uma iteração, que será considerada, no método desenvolvido, como uma amostra das possíveis combinações aleatórias de carga da rede em estudo. São realizadas tantas iterações quantas sejam necessárias para obter número de amostras suficientes para inferir o valor médio das perdas esperadas para a rede definida, com probabilidade de ocorrência superior a 95% e erro de 5% em relação ao valor médio das perdas. Verificou-se, nos casos reais calculados, que 50 iterações são suficientes para obter este grau de confiança nos resultados³.

² No Brasil não é comum a utilização destes equipamentos na rede secundária.

³ A relação entre o tamanho da amostra (número de repetições) e o grau de confiança do resultado é definida no item 6.2.1.

Os valores médios das perdas de demanda e de energia com os respectivos desvios padrões são então disponibilizados e recomenda-se sua adoção como o valor das perdas técnicas da rede estudada.

O cálculo das perdas técnicas em redes secundárias de um alimentador primário, de uma região de concessão ou mesmo da própria concessionária pode ser feito definindo as redes típicas existentes, calculando as perdas médias prováveis de cada rede típica e agregando os resultados médios obtidos em função da quantidade de redes típicas existentes. Os valores médios das perdas podem ser agregados por soma direta enquanto que os respectivos desvios padrões serão agregados como a raiz quadrada da soma dos respectivos quadrados, dividido pelo número de valores agregados.

De maneira geral define-se uma função e seu erro em relação a duas variáveis como:

$$f(x,y) = \bar{f}(x,y) \pm \Delta\bar{f}(x,y)$$

$$\Delta\bar{f}(x,y) = \sqrt{\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)^2 (\Delta\bar{x})^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial y}\right)^2 (\Delta\bar{y})^2} \quad \text{onde} \quad \Delta\bar{x} = \frac{\sigma_x}{\sqrt{n_x}}$$

O valor das perdas técnicas totais das redes secundárias de uma região será uma função soma das perdas em cada uma das redes secundárias. Considerando a função soma para duas variáveis, as equações anteriores assumem a seguinte forma:

$$\bar{f}(x,y) = f(\bar{x}) + f(\bar{y})$$

$$(\Delta\bar{f})^2 = (\Delta\bar{x})^2 + (\Delta\bar{y})^2 \Rightarrow (\Delta\bar{f})^2 = \left(\frac{\sigma_x}{\sqrt{n_x}}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_y}{\sqrt{n_y}}\right)^2$$

$$(\Delta\bar{f})^2 = \frac{(\sigma_x)^2}{n_x} + \frac{(\sigma_y)^2}{n_y}$$

$$\Delta\bar{f} = \sqrt{\frac{(\sigma_x)^2}{n_x} + \frac{(\sigma_y)^2}{n_y}}$$

Para o cálculo das perdas nas redes secundárias de uma região ou alimentador, as equações anteriores podem ser generalizadas para:

$$\bar{P} = \sum (n_i \times p_i) \quad (6.5)$$

$$\Delta \bar{P} = \sqrt{\sum \frac{(\sigma_i)^2}{n_i}} \quad (6.6)$$

onde

\bar{P} é o valor das perdas médias das redes secundárias da região

p_i é o valor médio das perdas da rede secundária i

σ_i é o desvio padrão da rede secundária i

n_i é o número de redes i contido na região

6.2.1. Probabilidade de ocorrência e tamanho da amostra na distribuição normal

Os valores das perdas calculados para cada sorteio de curvas e desequilíbrio realizado, deve ser tratado como uma possibilidade de resultado para a rede em estudo, ou seja, cada resultado, proveniente de uma iteração é uma amostra dos possíveis resultados de perdas que aquela rede pode apresentar, em função do comportamento aleatório da carga.

É fácil perceber que quanto maior o número de amostras melhor será o valor considerado como médio, pois a média da amostra é tomada como a melhor estimativa para a média da população, portanto quanto maior a amostra melhor é a estimativa (no limite onde a amostra é do tamanho da população, a média da amostra e a média da população terão o mesmo valor).

Aumentando o número de amostras é possível montar uma curva de probabilidades de ocorrência dos resultados. Para os resultados dos cálculos de perdas, essa curva tem distribuição normal, isto é, a densidade de probabilidade é maior no meio da curva e diminui gradativamente quando se afasta do centro nas duas direções, tendo um formato de sino.

O tamanho necessário da amostra, ou seja, o número de sorteios que o programa deve repetir para garantir o resultado esperado, é calculado em função da escolha do grau de confiança desejado. O grau de confiança define a probabilidade do valor almejado (o valor das perdas de energia) estar contido em determinado intervalo, chamado de intervalo de confiança, como pode ser visto na figura a seguir.

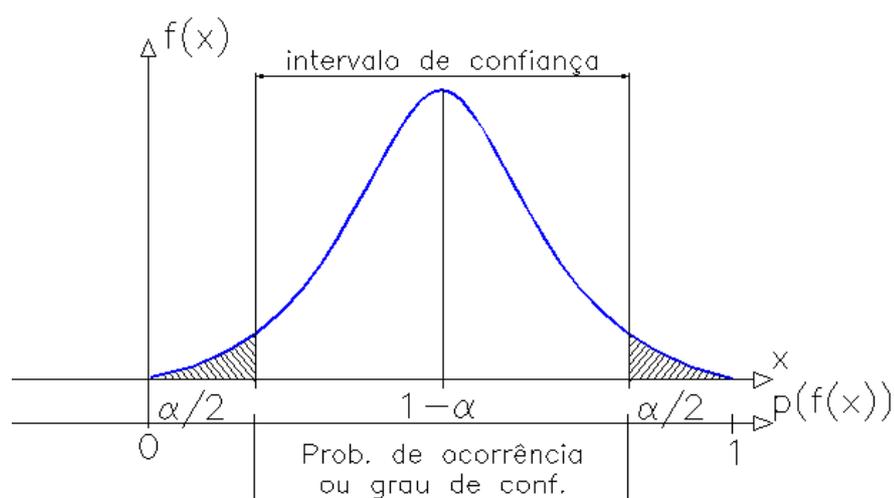


Figura 6.7 – Distribuição Normal

Para este trabalho foi determinada uma probabilidade de 95% do valor almejado estar contido na amostra calculada, para este valor e pela figura anterior conclui-se que a soma das probabilidades das áreas escuras, isto é, do valor não está contido no intervalo de confiança é 5% ($\alpha=0.05$).

O tamanho da amostra é definido pela fórmula a seguir, onde z é tabelado em função do grau de confiança com os valores da tabela 6.4.

$$n = \left[\frac{z \times \sigma}{E} \right]^2 \quad (6.7)$$

n – é o número de amostras

z - é o valor crítico para a curva normalizada

– é o desvio padrão da população⁴

E – é o erro admissível, que foi definido como 5% do valor médio.

Tabela 6.4 – Grau de Confiança e Valor Crítico

Grau de Confiança	α	Z
90%	0,10	1,645
95%	0,05	1,960
99%	0,01	2,575

A quantidade mínima de iterações para garantir a confiabilidade do resultado é calculada pelo programa em função do desvio encontrado para a amostra, caso este valor seja maior que o valor definido pelo usuário, o programa avisa que é necessário aumentar o número de iterações.

Os cálculos são realizados da seguinte maneira, para cada segmento da rede de distribuição.

6.3. Cabos da Rede Secundária

O cálculo das perdas elétricas nos cabos da rede secundária de distribuição é realizado agregando as curvas de cargas de todos os consumidores, conectados em cada poste, para obter a curva de carga agregada por poste, CPx(t). A partir das curvas agregadas para cada poste a jusante do transformador, determina-se a curva agregada para cada trecho da rede, CTn(t).

⁴ No caso de amostras com mais de 30 elementos é possível substituir o desvio padrão da população pelo desvio padrão da amostra.

$$CT_n(t) = \sum CP_x(t) \quad , \text{ sendo } n \text{ o índice do trecho e } x \text{ o índice do poste} \quad (6.8)$$

Por exemplo, considerando o modelo da rede da figura 6.8, a curva do trecho 1 é calculada utilizando a curva de carga do poste 1, a curva do trecho 3 é calculada utilizando a curva de carga do poste 4, a curva do trecho 2 é calculada utilizando a soma das curvas de carga dos postes 3 e 4.

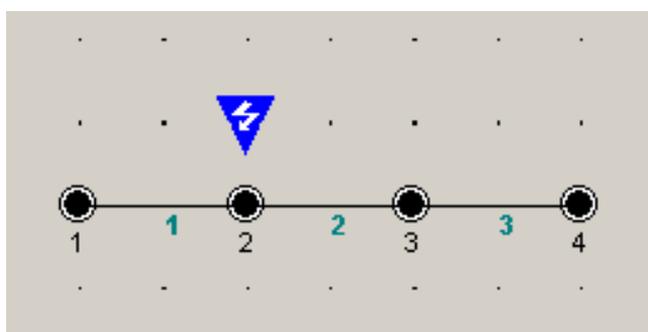


Fig.6.8 – Modelo de uma Rede de distribuição

Neste ponto do cálculo, é utilizado o fator de desequilíbrio e os cálculos passam a ser feitos fasorialmente, ou seja, a curva de carga de cada trecho é dividida, de forma desequilibrada, pelas fases (é possível definir o fator de desequilíbrio como zero e ter o cálculo para o sistema equilibrado). Tendo a curva de carga por fase e a resistência de cada trecho da rede, calcula-se a curva de perdas em cada trecho para cada fase e para o neutro, adotando como curva do neutro a soma fasorial das curvas de fase. Para a fase “A” a curva de perdas do trecho n é calculada pela seguinte fórmula:

$$P_{AT_n}(t) = \left(\frac{C_{AT_n}(t)}{V_{FN} \times \cos \phi} \right)^2 \times R_n \quad (6.9)$$

onde:

$P_{AT_n}(t)$ é a curva de perda da fase A do trecho n ,

$C_{AT_n}(t)$ é a curva de carga da fase A do trecho n,

$\cos\phi$ é o fator de potência considerado para a rede,

V_{FN} é a tensão entre fase e neutro do sistema, e

R_n é a resistência do cabo no trecho n

Para cada trecho n, a curva de perdas é obtida pela soma das curvas das fases e do neutro, para cada intervalo de tempo. A curva de perdas total dos cabos da rede secundária é obtida pela soma das curvas de perdas de todos os trechos que compõem a rede.

As perdas de energia para o período de um ano são calculadas com base na curva de perdas total dos cabos, adotando fatores de ponderação para sábados e domingos⁵. Estes fatores são definidos para cada curva de carga e agregados proporcionalmente a cada curva, de maneira que no fim dos cálculos, chega-se a curva agregada da rede com um fator de ponderação agregado para sábado e outro para domingo.

De posse da curva de perdas total dos cabos da rede e dos fatores de ponderação para sábado e domingo, as perdas de demanda e energia são calculadas da seguinte forma:

A perda de demanda é definida como o maior valor da curva de perdas total. A perda de energia diária é calculada como a integral da curva de perdas total, sendo que as perdas de energia anuais são definidas como:

$$\Delta W_c = \text{PerdaDiária} \times [52 \times FP_{SAB} + (52 + N_{FER}) \times FP_{DOM} + (261 - N_{FER})] \quad (6.10)$$

ΔW_c – Perdas totais nos cabos da rede secundária;

PerdaDiária – Integral da curva de perdas total dos cabos da rede;

⁵ Considerou-se que o comportamento da carga em dias feriados é semelhante ao comportamento em dias de domingo.

FP_{SAB} – Fator de ponderação agregado do sábado;

FP_{DOM} – Fator de ponderação agregado do domingo;

N_{FER} – Número de feriados do ano;

6.4. Transformadores

Nos transformadores, as perdas podem ser separadas em perdas no ferro (ΔP_{ferr}) e perdas no cobre (ΔP_{cu}).

As perdas no ferro, são causadas por histerese e pelas correntes parasitas e, portanto, são perdas que não dependem da corrente da carga e sim da tensão aplicada sobre as bobinas, do projeto das mesmas e do núcleo de material ferromagnético do transformador. As correntes parasitas provocam aquecimento no núcleo do transformador e dissipam energia pelo efeito Joule, essas correntes fluem em caminhos fechados se opondo a variação do campo magnético que as induz, segundo a Lei de Lenz. As perdas por histerese são aquelas referentes à energia dissipada na magnetização do núcleo do transformador. Essas perdas são consideradas constantes para cada tipo de transformador, onde tipo deve ser entendido como a caracterização do transformador por potência e tensão nominais.

As perdas no cobre são perdas ôhmicas, dependentes da corrente da carga do transformador e que portanto variam durante o período analisado. Podem ser calculadas a partir da curva de carga do transformador e do fator de utilização, f_u .

Os valores para as perdas nominais máximas no ferro e no cobre são tabeladas para cada tipo de transformador, como pode ser visto a seguir.

Tabela 6.5 – Perdas Nominais dos transformadores - Classe 15 kV.

Potência Nominal do Transformador	P _{FER} (kW)	P _{CU} (kW)	
Trifásicos	15	0.115	0.320
	30	0.180	0.560
	45	0.220	0.760
	75	0.340	1.110
	112.5	0.460	1.490
	150	0.640	1.910
	225	0.900	2.700
	300	1.120	3.360
Monofásicos	3	0.040	0.078
	5	0.048	0.113
	10	0.064	0.197
	15	0.084	0.285
	25	0.120	0.410
	37.5	0.170	0.550

Dados da NBR 5356/1981.

Com base nestes valores as perdas totais de demanda do transformador podem ser definidas como:

$$\Delta P_T = \Delta P_{\text{fer}} + f_u^2 \times \Delta P_{\text{cu}} \quad (6.11)$$

ΔP_T – Perdas totais de demanda do transformador;

f_u – Fator de utilização do transformador;

ΔP_{ferr} – Perdas nominais no ferro do transformador.

ΔP_{Cu} – Perdas nominais no cobre do transformador.

A perda de energia será calculada por:

$$\Delta W_T = T \times \Delta P_{\text{fer}} + T \times f_P \times f_u^2 \times \Delta P_{\text{cu}} \quad (6.12)$$

ΔW_T – Perdas de energia total do transformador;

ΔP_{ferr} – Perdas de potência nominal no ferro do transformador ;

ΔP_{Cu} – Perdas de potência nominal no cobre do transformador ;

f_u – fator de utilização;

f_p – fator de perdas;

T – Período de estudo;

Nesta metodologia, no poste onde está instalado o transformador são agregadas as curvas de carga de todos os postes que compõem a rede, assim obtém-se a curva de carga agregada do transformador. O carregamento máximo do transformador (valor que determinará o fator de utilização) é obtido desta curva. Com base nessa curva e nos valores de perdas tabelados por potência e tipo de transformador, calcula-se as perdas no transformador, utilizando o fator de perdas da curva de perdas da rede.

O fator de perdas é calculado a partir da curva de perdas total dos cabos da rede, com a seguinte relação:

$$F_P = \frac{P_{\text{med}}}{P_{\text{max}}} = \frac{\int CPr(t)}{T \times P_{\text{max}}} \quad (6.13)$$

F_P é o fator de perdas

$CPr(t)$ é a curva de perdas total dos cabos da rede

T é o período de integração da curva

P_{\max} é o valor da perda máxima da curva

6.5. Ramais de Serviço

Nos ramais de serviço as perdas são causadas pela passagem da corrente, sendo, portanto, perdas ôhmicas do tipo i^2r . Apesar do enorme número de ramais existente, as perdas relativas aos mesmos são suficientemente pequenas (1-4% do total de perdas) para justificar o uso de algoritmo de cálculo simplificado.

A metodologia simplificada consiste em:

Calcular as perdas considerando a resistência média das fases dos ramais e a corrente média que circula por elas.

Considerar a corrente ou carga média dos consumidores bifásicos e trifásicos como o dobro e triplo, respectivamente, da carga média dos consumidores monofásicos.

Utilizando a seguinte expressão:

$$\Delta P_r = \frac{1000 \times R \times P_r^2}{V_{fn}^2 \times \cos^2 \phi} \times \frac{2 \times N_1 + 3 \times (N_2 + N_3)}{(N_1 + 2 \times N_2 + 3 \times N_3)^2} \quad (6.14)$$

Onde

P_r – Potência máxima solicitada pelos ramais de ligação [kW];

R – Resistência média da fase dos ramais ligação (ohms);

$\cos \phi$ - Fator de potência médio dos consumidores da área envolvida;

V_{fn} – Tensão fase-neutro nominal.

N_1 - Número de consumidores monofásicos;

N_2 - Número de consumidores bifásicos;

N_3 - Número de consumidores trifásicos;

As perdas de energia para os ramais de ligação podem ser obtidas como:

$$\Delta W_r = \Delta P_r \times f_p \times T \quad (6.15)$$

Nesta metodologia o valor de P_r é definido a partir da curva de carga agregada no poste que sustenta o transformador, subtraídas as perdas no transformador e as perdas dos cabos da rede secundária.

6.6. Medidores

As perdas nos medidores são definidas pelo consumo de energia das respectivas bobinas de potencial, já que as perdas nas bobinas de corrente são pagas pelo consumidor. estas perdas têm valores conhecidos e se mantêm praticamente constantes ao longo de todo período de utilização do equipamento.

Os equipamentos utilizados no país têm uma potência média de 1,2 a 1,5 W por bobina. Logo, conhecendo a quantidade de medidores e o tipo (monofásico, bifásico ou trifásico) as perdas de potência são definidas pela expressão:

$$\Delta P_m = \frac{1,2}{1000} \times \sum_{i=1}^3 i \times N_i \quad (6.16)$$

E as perdas de energia são definidas por:

$$\Delta W_m = \Delta P_m \times f_p \times T \quad (6.17)$$

Onde

ΔP_m - Perdas de potência ativa nos medidores de energia.

ΔW_m - Perdas de energia nos medidores.

T - Tempo (período) de estudo.

N_i - Número de medidores. Para $i=(1, 2,3)$ medidores (monofásicos, bifásicos e trifásicos) .

f_p - Fator de perdas. Para os medidores $f_p=1$.

6.7. Capacitores

As perdas relativas aos equipamentos de compensação de reativos, (capacitores fixos e controláveis) são função do grau de utilização dos mesmos pelas concessionárias. Nos casos onde o uso não é muito significativo, a bibliografia estudada indica sua inclusão nas perdas diversas, sugestão adotada neste trabalho.

6.8. Diversos

As perdas diversas são definidas como um percentual sobre as perdas técnicas totais calculadas. Esta prática, embora sem fundamento científico, respalda-se no pequeno valor destas perdas e na dificuldade de mensurá-las, devido a complexidade de sua avaliação, pois tratam-se de perdas como as das conexões, efeito corona, fuga no isolamento dos equipamentos, contato de árvores com a rede, qualidade das manutenções efetuadas, etc. Neste trabalho consideraremos que as perdas diversas devem ser calculadas ao final do processo de cálculo das perdas técnicas, aplicando-se o percentual de 10% sobre o total das perdas técnicas, considerando-se a rede primária e secundária. Por isto, não foram efetuados os cálculos para a rede de baixa tensão isoladamente.

7. SOFTWARE DESENVOLVIDO

O programa desenvolvido, intitulado **SimPerdas**, simula uma rede secundária típica, segundo a topologia⁶ escolhida e calcula as perdas técnicas nesta rede⁷, utilizando a metodologia descrita no capítulo anterior.

Trata-se de um programa simples de usar, oferecendo resultados rápidos com um mínimo de dados específico do sistema de distribuição da Concessionária.

O **SimPerdas** está estruturado em três módulos básicos:

Dados.

Neste módulo são registrados os cadastros básicos dos elementos construtivos de uma rede secundária.

Cálculo das perdas médias de uma rede secundária.

Neste módulo são construídas as redes típicas dos sistemas de distribuição da Concessionária e efetua-se o cálculo das perdas médias de cada rede, uma por vez.

Cálculo das perdas médias de uma região contendo várias redes secundárias.

Neste módulo especifica-se a combinação de redes típicas construídas no módulo anterior que compõe uma dada região (alimentador, subestação, regional, etc.). Registra-se a quantidade de cada rede típica existente na região e efetua-se o cálculo das perdas médias do agrupamento.

O Software já dispõe de cadastros básicos típicos necessários ao cálculo de uma primeira aproximação das perdas médias de uma rede secundária bastando que o usuário defina a rede e processe o cálculo de suas perdas. As redes típicas fornecidas pela concessionária local, já estão cadastradas.

⁶ **Topologia** – Desenho físico da rede, formado por postes, trechos de rede, posição do transformador e distância média entre os postes.

⁷ **Rede** – Conjunto formado por uma topologia, um transformador, cabos, consumidores, desequilíbrio máximo entre as fases da rede e carregamento do transformador.

Uma rápida descrição do programa seria:

- § Define-se e nomeia-se uma topologia para a rede secundária a ser calculada;
- § Para esta topologia, define-se a potência do transformador, o carregamento do mesmo, a bitola dos cabos, os consumidores por poste, os tipos de consumidores e o desequilíbrio máximo entre as fases. Nomeia-se a rede a ser calculada.
- § Define-se uma série de parâmetros gerais⁸ e então já é possível realizar o cálculo para uma rede.

O **SimPerdas** realiza tantas iterações quantas forem definidas nos parâmetros gerais e apresenta como resultado as perdas médias encontradas por segmento da rede e o desvio padrão do cálculo.

Para realizar o cálculo por região⁹ é necessário predefinir as redes que serão utilizadas. O cálculo é realizado da mesma maneira e, em ambos os casos, o resultado é apresentado em uma planilha EXCEL para facilitar a utilização em outros aplicativos.

⁸ **Parâmetros gerais** - comprimento do ramal de entrada, resistência média do cabo de ligação do ramal de entrada por tipo de ligação, quantidade de feriados no ano e quantidade de iterações desejadas.

⁹ **Região** – Conjunto formado por várias redes.

7.1. Algoritmo

O **SimPerdas** foi desenvolvido com base em uma metodologia agregada e probabilística de cálculo, usando o seguinte algoritmo:

7.1.1. Determinação das perdas de energia e de demanda da rede secundária:

Obter na tabela de características da rede o percentual de categoria de consumidor (residencial, comercial, etc.) ligados.

Sortear, aleatoriamente uma curva de carga para cada consumidor, respeitando os percentuais de categorias de consumidores e usando no sorteio apenas as curvas de carga marcadas como ativas (letra "S" no campo "Ativa").

Atribuir aleatoriamente os consumidores, cujas curvas de carga foram aleatoriamente sorteadas, aos postes.

Normalizar as curvas de carga para valores por hora e transformar os dados das curvas de carga de consumidor de MW para p.u. Calcular a curva de carga agregada de cada poste, como somatório das curvas de carga dos consumidores a ele ligados.

Calcular o carregamento máximo por poste a partir dos dados de carregamento da rede e da quantidade de postes.

$$\text{carga máxima} = \text{potência transformador} * \text{carregamento} / \text{qtd. Postes}$$

Calcular a curva de carga agregada por poste em MW, multiplicando a curva agregada em p.u. pelo carregamento máximo por poste. Esta curva refere-se apenas aos consumidores efetivamente ligados ao poste.

Calcular a carga total a jusante de cada poste (em relação ao transformador), para obter o fluxo de carga no trecho de linha que o antecede.

Serão acumuladas em cada poste as cargas que fluem do transformador para todos os outros postes depois daquele que está sendo calculado e passam pelo trecho da linha que antecede o poste objeto do cálculo. Na figura a seguir, acumula-se no poste nº 2 as cargas ligadas aos postes nº 1, 2, 4 e 5 que estão a jusante dele (poste 2) em relação ao transformador (poste 3) e determinarão o fluxo de carga no trecho de rede nº 2 que interliga os postes nº 3 e nº 2.

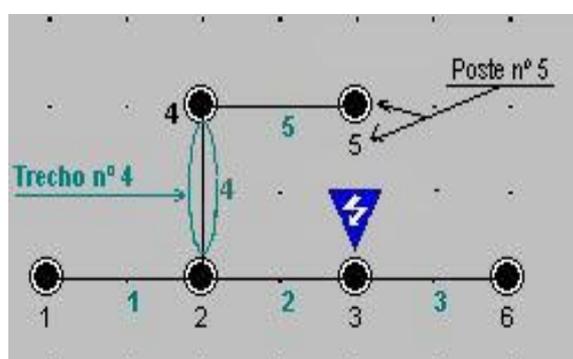


Figura 7.1 – Identificação do fluxo de carga

Atribuir o percentual de desequilíbrio a cada fase, especificado no cadastro da rede. O sistema atribui, aleatoriamente, um percentual de desequilíbrio a cada fase gerando um número aleatório entre zero e o percentual máximo de desequilíbrio definido no cadastro da rede e subtraindo o número assim encontrado de um terço no caso dos transformadores trifásicos. (Considerando o sistema equilibrado, cada fase será responsável por um terço da carga). Em se tratando de transformadores monofásicos com tap central, o número encontrado será subtraído de um meio (considerando o sistema equilibrado, cada fase será responsável por metade da carga). Naturalmente, não tem sentido falar de desequilíbrio no caso dos transformadores monofásicos sem tap central.

O sistema impõe como limite que o percentual máximo de desequilíbrio por fase seja igual a 25% e que o somatório dos percentuais de

carga que cada fase assumirá seja igual ou menor que 100% (para não ultrapassar o carregamento máximo definido para o transformador). Enquanto estas condições de contorno não forem satisfeitas o **SimPerdas** gerará novos sorteios de desequilíbrio para as fases.

Calcular a carga que fluirá no neutro: No caso dos transformadores trifásicos será o resultado da soma fasorial dos percentuais de carga que cada fase assumir. No caso dos transformadores monofásicos com tap central, será a diferença entre a carga das fases.

Calcular a carga total a jusante (em relação ao transformador) de cada poste por fase e no neutro, aplicando-se os percentuais de desequilíbrio e de carga no neutro, calculados anteriormente, aos valores obtidos por poste.

Identificar o segmento através do qual flui a carga, e calcular a resistência do segmento considerando a distância entre postes e as características do cabo atribuído ao segmento.

Resistência do segmento = (resistência/1000¹⁰ * comprimento do trecho de rede)

Calcular a perda de demanda, em cada segmento, para cada fase e para o neutro. O cálculo é feito para cada período da curva de carga, permitindo-se obter ao final do processo o fator de perdas médio da rede.

Perda de demanda no segmento = resistência do segmento * [curva de carga do segmento / (Tensão fase neutro * cosφ)]².

Agregar a perda de todos os segmentos da rede, para cada fase e para o neutro, e somar os 4 valores, hora a hora, para obter a curva de perdas de demanda na rede secundária. O valor máximo obtido determinará a perda de demanda máxima e a média aritmética dos 24 valores obtidos determinará a perda média de demanda da rede secundária. Estes dados serão utilizados no cálculo do fator de perdas.

¹⁰ As tabelas de cabo apresentam o valor da resistência em ohm/km, daí a divisão por mil para obter o valor em ohm.

Determinar a perda de energia de um dia útil somando os 24 valores obtidos para cada ponto da curva de perdas.

Determinar a perda de energia em dias de Sábado de modo análogo a perda de energia em um dia útil, porém a corrente que percorre os trechos da rede será multiplicada pelo fator de ponderação de Sábado antes de ser utilizada no cálculo.

O fator de ponderação de Sábado agregado para a rede é calculado agregando-se as curvas de carga de cada consumidor no poste e calculando-se a média ponderada dos respectivos fatores de ponderação de Sábado. Posteriormente agrega-se as curvas de carga de todos os postes a jusante do poste que determina o final de cada trecho de linha - como descrito anteriormente - e calcula-se a média ponderada dos respectivos fatores de ponderação de Sábado.

Adota-se como fator de ponderação de Sábado da rede o fator obtido para o poste do transformador, que agrega o fluxo de carga de todos os segmentos.

Determinar a perda de energia em dias de domingo de modo análogo a perda de energia em Sábados, porém utilizando o fator de ponderação de Domingo.

O fator de ponderação de Domingo agregado para a rede é calculado usando-se o mesmo algoritmo usado para o cálculo do fator de ponderação de Sábado. Considera-se que o comportamento da curva de carga dos consumidores durante os dias de feriados é igual ao comportamento da curva de carga aos Domingos.

Determinar a perda de energia anual como sendo a perda de energia em dias de Sábado multiplicada por 52, adicionada a perda de energia em dias de Domingo multiplicada pelo resultado da soma de 52 com o número de feriados que ocorre no ano, adicionada à perda de energia em dia útil multiplicado pelo número de dias úteis do ano. (Um ano tem 52 semanas).

Perda Anual = (52 Sábados) * Perda dia útil * (fator de ponderação Sábado) + (52 Domingos + quantidade de feriados) * Perda dia útil * (fator de ponderação Domingo) + (365 - 104 - quantidade de feriados) * Perda dia útil

7.1.2. Determinação das perdas de energia e de demanda no transformador:

Obter na tabela de características do transformador sua potência nominal, as perdas nominais no ferro e no cobre.

Obter, dos cálculos efetuados para as perdas na rede, a demanda máxima agregada no poste do transformador e o fator de perdas.

Calcular o fator de utilização do transformador com base na carga efetivamente sorteada para o exemplo que está sendo calculado:

$$f_u = D_{\text{máx}} / P_n,$$

onde D_{max} é obtida na curva de carga do poste do transformador.

Calcular as perdas totais de potência do transformador usando a equação 6.11.

Calcular as perdas totais anuais de energia do transformador usando a equação 6.12.

7.1.3. Determinação das perdas de energia e de demanda nos ramais de ligação:

Obter na tabela de características da rede o comprimento médio dos ramais de ligação, a resistência em ohm/km e a quantidade de consumidores por número de fases da rede.

Calcular um valor equivalente à resistência média de todos os ramais de ligação da rede usando a formulação:

$$R_{\text{ccmédio}} = \frac{\sum_1^3 q_{\text{tdfase}} * r_{\text{ccfase}}}{\sum_1^3 q_{\text{tdfase}}} \quad (7.2)$$

Onde: q_{tdfase} é a quantidade de consumidores com ligação monofásica (1), bifásica (2) e trifásica (3), e

R_{ccfase} é a resistência média definida para cada tipo de ramal de ligação.

Calcular a perda de demanda nos ramais usando a equação 6.14.

Calcular a perda de energia nos ramais usando a equação 6.15.

7.1.4. Determinação das perdas de energia e de demanda em bobinas de tensão de medidores de energia:

Obter na tabela de características da rede a perda média por bobina de tensão e a quantidade de consumidores por número de fases da rede.

Calcular as perdas de demanda nas bobinas de tensão usando a equação 6.16.

Calcular as perdas de energia usando a equação 6.17.

7.2. Utilizando o Programa

Para iniciar o **SimPerdas** é só pressionar no ícone no menu Iniciar programas do Windows ou fazer um duplo click no ícone do programa na tela do desktop. Abre-se então a janela principal do **SimPerdas**.



Fig.7.2 – Ícone do **SimPerdas**

A tela inicial do **SimPerdas** está estruturada em cinco áreas bem definidas e oferece acesso imediato ao módulo desejado:

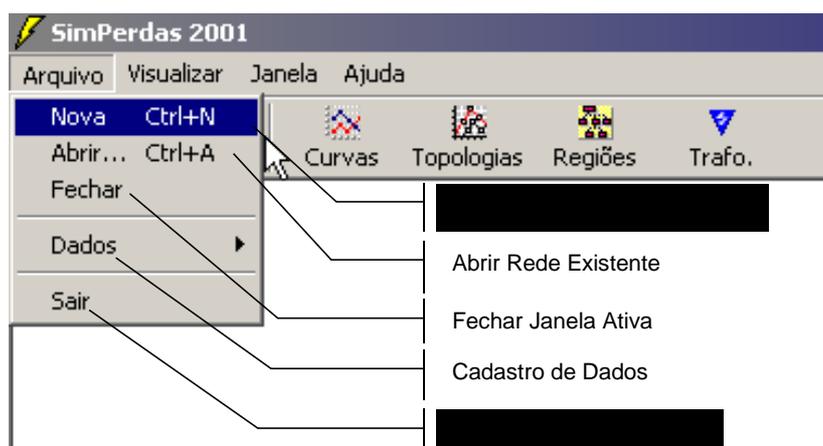


Fig. 7.3 – Tela Inicial do SimPerdas

Pressione *Arquivo*, escolha a opção *Nova* para cadastrar novas redes, *Abrir* para acessar a janela de redes cadastradas, *Fechar* para fechar a janela ativa, *Dados* para cadastrar dados gerais e *Sair* para deixar o programa.

7.2.1. Como Cadastrar Dados

O usuário pode cadastrar dados e parâmetros para uso posterior do programa. Na janela do **SimPerdas**, o usuário deve utilizar o menu *Arquivo/Dados*.

Além de acessar as janelas **Topologias** e **Regiões** descritas nos itens 7.2.2 e 7.2.3, respectivamente, o usuário pode cadastrar:

1. Dados complementares
2. Curvas de Cargas, e
3. Transformadores.

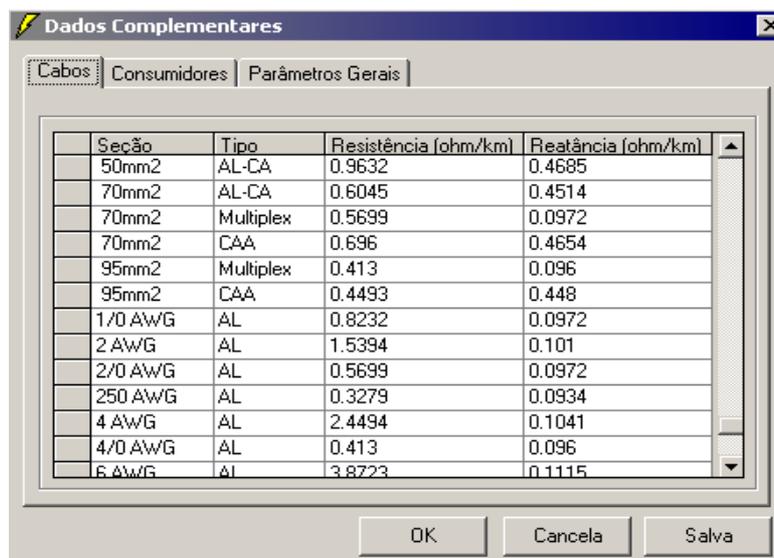


Fig.7.4 –Tela do SimPerdas – Dados

7.2.1.1. Como Cadastrar Dados Complementares

Os dados complementares são aqueles indispensáveis ao funcionamento do programa. Neles são definidos cabos, tipos de consumidores e parâmetros gerais de cálculos.

Na janela do **SimPerdas**, o usuário deve utilizar o menu *Arquivo/Dados/Complementares*, a janela **Dados Complementares** será aberta na pasta **Cabos**.



Seção	Tipo	Resistência (ohm/km)	Reatância (ohm/km)
50mm2	AL-CA	0.9632	0.4685
70mm2	AL-CA	0.6045	0.4514
70mm2	Multiplex	0.5699	0.0972
70mm2	CAA	0.696	0.4654
95mm2	Multiplex	0.413	0.096
95mm2	CAA	0.4493	0.448
1/0 AwG	AL	0.8232	0.0972
2 AwG	AL	1.5394	0.101
2/0 AwG	AL	0.5699	0.0972
250 AwG	AL	0.3279	0.0934
4 AwG	AL	2.4494	0.1041
4/0 AwG	AL	0.413	0.096
6 AwG	AL	3.8723	0.1115

Fig.7.5 –Tela do SimPerdas – Cabos

Os cabos mais utilizados já se encontram cadastrados. Para adicionar mais um cabo ao cadastro, o usuário deve se dirigir à última linha disponível na tabela (marcada com um asterisco). Pressionar o botão esquerdo do mouse sobre o campo para inserção da seção do cabo e digitar o valor a ser cadastrado, com a tecla TAB, o usuário se desloca para a coluna posterior e digita os dados relativos ao tipo de cabo, resistência e reatância em ohm/km. Ao tornar a pressionar a tecla TAB ou o botão *Salva*, os dados relativos ao novo cabo serão gravados e uma nova linha para inserção de outro cabo ficará disponível na tabela. Caso algum dado equivocado seja digitado, o valor pode ser editado, bastando selecionar a célula e digitar o valor correto. Ao término do cadastramento, o usuário deve pressionar o botão *Salva* e o botão *OK*.

Só será possível eliminar um cabo cadastrado quando o usuário entrar no programa e não cadastrar nenhum novo cabo, pois estas informações ficam armazenadas em um banco de dados que só permite apagar um cadastro se não estiver em uso. Para eliminar um cabo já cadastrado, selecionar a linha que contém o cabo, pressionar a tecla DELETE, o botão *Salva* e o botão *OK*.

Na pasta Consumidores, o usuário cadastra os tipos de consumidores, é importante ressaltar que os tipos devem obrigatoriamente ter o mesma descrição

da(s) curva(s) de carga associadas a cada um deles. Os tipos de consumidores adotados pela COELBA já estão cadastrados.



Fig.7.6 –Tela do SimPerdas – Consumidores

Outros tipos podem ser adicionados em uma versão posterior do software, razão pela qual é possível adicionar informações a esta tabela. Para cadastrar um novo tipo, o usuário deve posicionar o cursor sobre a linha disponível (marcada com um asterisco), digitar a descrição desejada e pressionar o botão *Salva*, seguido pelo botão *OK*. Para eliminar um tipo de consumidor já cadastrado, selecionar a linha que contem o consumidor, pressionar a tecla *DELETE*, o botão *Salva* e o botão *OK*, porém o programa não funcionará adequadamente sem os dados necessários.

Na janela parâmetros gerais, o usuário pode alterar parâmetros gerais utilizados nos cálculos:

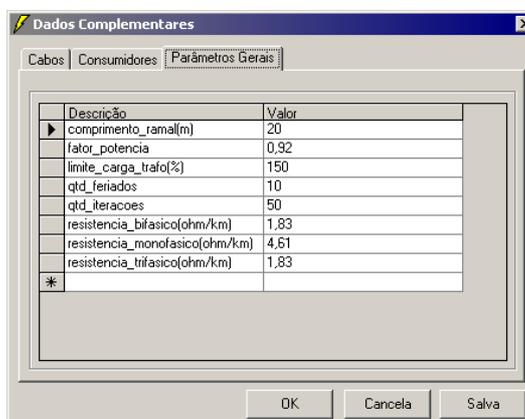


Fig.7.7 –Tela do SimPerdas – Parâmetros Gerais

1. Comprimento_ramal – define o comprimento médio utilizado para cálculo das perdas dos ramais de entrada.
2. Fator_potência – define o fator de potência considerado para a rede.
3. Limite_carga_trafo(%) – define o limite máximo de carregamento do transformador utilizado na rede.
4. Qtd_feridos – define o número de feriados no ano específico do cálculo em questão.
5. Qtd_iterações – define o número de iterações realizadas para o cálculo. Caso este número seja menor que o requerido para garantir a probabilidade de 95%, o programa avisará na planilha de saída de resultados e este número deverá ser modificado para, pelo menos, o número sugerido pelo programa.
6. Resistencia_bifasico – define o valor médio da resistência, em ohm/km, de um cabo do ramal de ligação de consumidor com ligação bifásica. Este dado é utilizado para o cálculo de perdas nos ramais de ligação e foi definido como a média dos cabos utilizados nos padrões de entrada bifásicos da COELBA.
7. Resistencia_monofasico – idem para o padrão de ligação monofásica.
8. Resistencia_trifasica - idem para o padrão de ligação trifásica.

Permite-se alterar todos os dados, bastando editá-los e pressionar os botões *Salva* e *OK*, outros parâmetros podem ser adicionados em uma versão posterior do software, razão pela qual é possível adicionar informações a esta tabela, porém na versão atual estes dados não serão considerados para cálculo. É possível também apagar qualquer linha da tabela selecionando a linha e pressionando a tecla *DELETE*, porém o programa não funcionará sem os dados necessários.

7.2.1.2. Como Cadastrar Curvas de Carga

Na janela do **SimPerdas**, o usuário deve utilizar o menu *Arquivo/Dados/Curvas de Carga*, a janela **Curvas de Carga** será aberta. Esta janela permite;

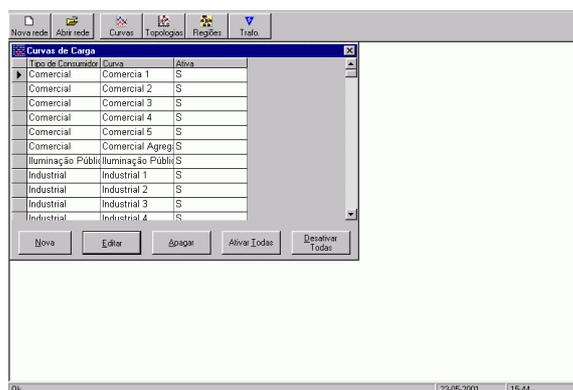


Fig.7.8 –Tela do SimPerdas – Curvas de Carga

1. Cadastrar uma *Nova* curva de carga.
2. *Editar* uma curva existente e selecionada.
3. *Apagar* uma curva selecionada.
4. *Ativar Todas* as curvas de carga.
5. *Desativar Todas* as curvas de carga.

Além disso, é possível ativar e desativar curvas individualmente clicando duas vezes sobre a curva selecionada.

Pressionando o botão *Nova*, a janela de cadastramento da curva ficará ativa. Nesta janela o usuário nomeia a curva, (se a curva a ser cadastrada for uma média de consumidores é possível cadastrar o desvio padrão desta média), especifica o tipo do consumidor relacionado a esta curva (comercial, industrial, residencial, etc.), cadastra a ponderação de Sábado e Domingo em relação a um dia de semana típico da curva de carga (100% para comportamento igual, <100% para demandas

inferiores durante o Sábado ou o Domingo, >100% para demandas superiores durante o Sábado ou o Domingo).

Hora	Potência [W]

Fig.7.9 –Tela do SimPerdas – Cadastramento de Curvas

Ao pressionar o botão *Salva*, um quadro para geração da frequência horária da curva de cargas será ativado do lado direita da janela. A depender dos dados existentes, o usuário deve gerar o horário para cadastro da curva de carga. Depois de escolhida a frequência, o usuário deve pressionar o botão *Gerar Horário*. No quadro inferior da janela, será gerada uma tabela com o horário preenchido de acordo com a opção feita pelo usuário ao definir a frequência e a coluna Potência (W) disponível para edição da curva.

Hora	Potência [W]
0:00:00	0
1:00:00	0
2:00:00	0
3:00:00	0
4:00:00	0
5:00:00	0
6:00:00	0
7:00:00	0
8:00:00	0

Fig.7.10 –Tela do SimPerdas – Gerando Horário

Ao terminar de preencher a planilha o usuário deve fechar a janela utilizando o botão fechar no canto direito superior da janela. Neste momento aparecerá uma janela de confirmação do salvamento. Ao confirmar o salvamento a janela de cadastramento é fechada e a janela de **Curvas de carga** volta a ficar ativa.

A edição de uma curva cadastrada é feita selecionando a curva e pressionando o botão *Editar*, a janela de cadastramento de curva ficará ativa, porém os dados já estarão preenchidos. O usuário pode modificar quaisquer dados e, ao fechar a janela e confirmar o salvamento, a curva terá sido modificada.

Para apagar uma curva o usuário deve selecioná-la com o mouse e pressionar o botão *Apagar*. Neste momento aparecerá uma janela de confirmação da ação.

Ao fechar a janela **Curvas de Carga**, a janela do **SimPerdas** ficará novamente ativa.

7.2.1.3. Como Cadastrar Transformadores

Na janela do **SimPerdas**, o usuário deve utilizar o menu *Arquivo/Dados/Transformadores*, a janela **Transformadores** será aberta. Esta janela permite;

1. Cadastrar um Novo Transformador.
2. Editar um Transformador existente.
3. Apagar um Transformador.

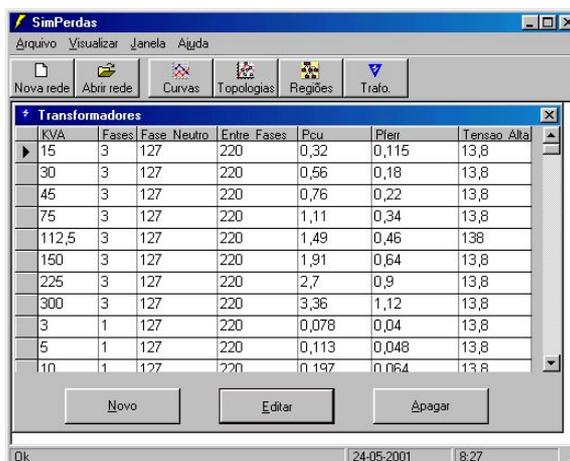


Fig.7.11 –Tela do SimPerdas – Transformadores

Pressionando o botão *Novo*, obtém-se na tela a janela **Transformador**, para cadastramento de um novo transformador. Nesta janela, o usuário deve preencher os dados solicitados e acionar o botão *Ok* para cadastrar o novo transformador. Acionando o botão *Cancela*, o usuário cancelará as ações de edição, retornando à janela **Transformadores**.

KVA:
 Fases:
 Fase Neutro: V
 Fase Fase: V
 Alta Tensão: kV
 Perdas no Cobre: kW
 Perdas no Ferro: kW

Ok Cancelar

Fig.7.12 –Tela do SimPerdas – Cadastrar Transformador

Selecionando um transformador existente e pressionando o botão *Editar*, a janela **Transformadores** é aberta totalmente preenchida com os dados do equipamento selecionado. Edita-se o campo desejado e pressiona-se *Ok* para

concluir o processo de edição ou *Cancela*, para cancelar as ações de edição e retornar à janela **Transformadores**.

Selecionando um transformador existente e pressionando o botão Apagar obtém-se uma caixa de diálogo para confirmação da ação.

7.2.2. Como Desenhar uma Topologia

Na janela do **SimPerdas**, o usuário pode utilizar o menu *Arquivo/Dados/Topologia* ou pressionar no botão *Topologias*, qualquer que seja o caminho escolhido, a janela **Topologias** será aberta na área de trabalho do **SimPerdas**.

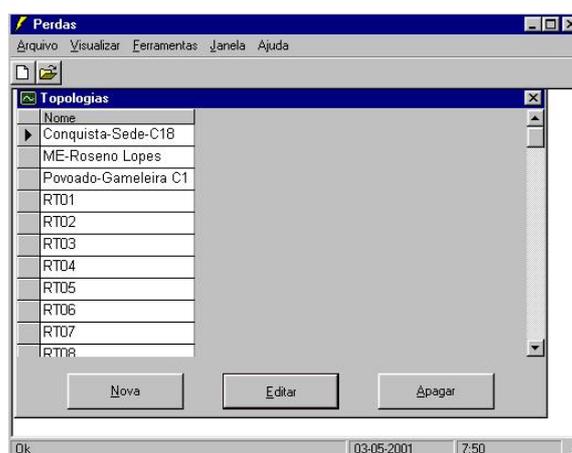


Fig.7.13 –Tela do SimPerdas – Topologias

Esta janela permite ao usuário três ações:

1. Cadastrar uma nova topologia pressionando o botão *Nova* ou;
2. Abrir uma topologia já cadastrada pressionando duas vezes sobre o nome da topologia escolhida ou selecionando-a e pressionando no botão *Editar* ou;
3. Apagar uma topologia selecionada, pressionando no botão *Apagar*.

Para selecionar uma topologia, simplesmente acione o botão esquerdo do mouse uma vez depois de posicionar o cursor sobre o nome da topologia escolhida

para seleção. A seta preta ao lado esquerdo do nome da topologia indica que ela está selecionada

Ao escolher desenhar uma nova topologia, abre-se uma janela de desenho na área de trabalho do **SimPerdas**. Nesta janela o usuário desenhará a topologia de sua rede de distribuição utilizando os botões laterais.

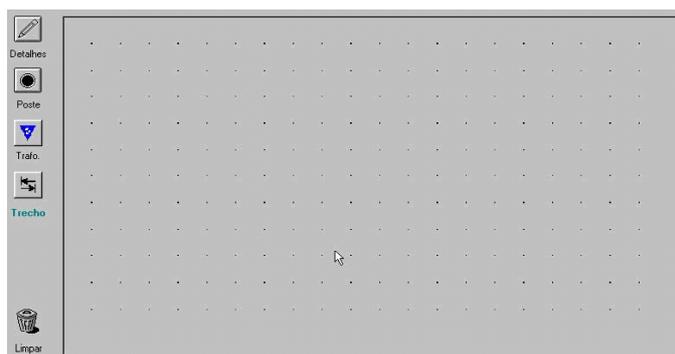


Fig.7.14 –Tela do SimPerdas – Desenho de Topologias

No botão *Detalhes*, o usuário deve cadastrar o nome da rede e a distância média entre os postes da rede. O programa adotará este valor para todos os trechos, porém é possível especificar, individualmente, os valores para cada trecho da rede posteriormente.

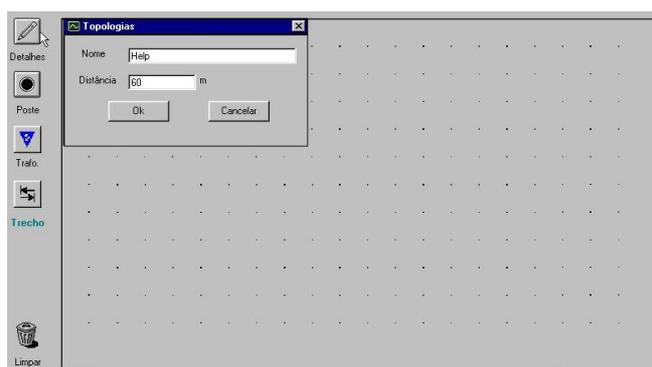


Fig.7.15 –Tela do SimPerdas – Dados da Topologia

O desenho da rede, deve começar pela locação dos postes. Para tanto basta pressionar e arrastar o botão *poste* na área de desenho. Caso haja uma entrada equivocada, o poste a ser apagado deve ser arrastado para lixeira na parte inferior esquerda da tela.

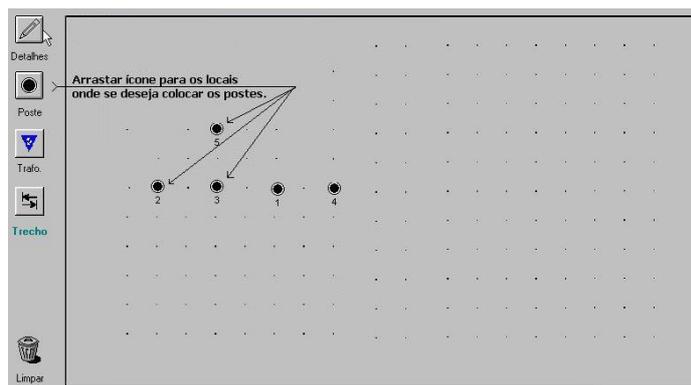


Fig.7.16 –Tela do SimPerdas – Locando Postes

O desenho dos trechos é feito ativando o botão *trecho* e pressionando sobre os ícones dos postes (um a um) na área de desenho. Quando houver necessidade de descontinuar o desenho basta pressionar duas vezes no ícone do poste onde termina o trecho que está sendo editado, levar o cursor até o poste onde se iniciará o novo trecho e começar novamente. Depois de desenhar todos os trechos libera-se o botão trechos pressionando-o. Para eliminar um trecho desenhado deve-se arrastar o número do trecho até a lixeira.

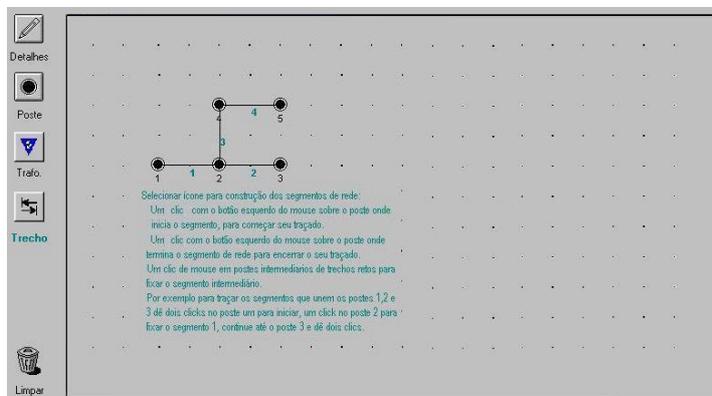


Fig.7.17 –Tela do SimPerdas – Desenhando os trechos

O transformador é desenhado ativando o botão *Trafo* e pressionando no ícone do poste onde se deseja local o transformador. Para eliminar o transformador deve-se arrastar o poste onde o mesmo se encontra até a lixeira.

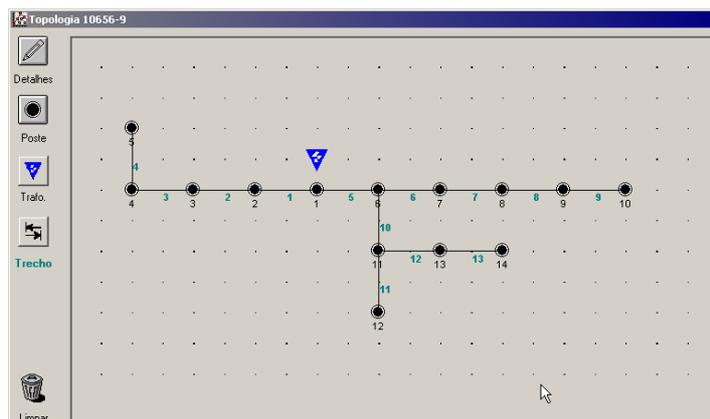


Fig.7.18 –Tela do SimPerdas – Locando o Transformador

Terminado o desenho da topologia a janela deve ser fechada pelo menu *Arquivo/Fechar* ou pelo botão "X" no canto superior direito da janela de desenho de topologia. Ao fechar a janela **Topologia** abre-se uma janela de confirmação de salvamento.

7.2.3. Como Calcular uma Rede

Na janela do **SimPerdas**, o usuário pode utilizar o menu *Arquivo/Abrir* ou pressionar no botão *Abrir Rede*, qualquer que seja o caminho escolhido, a janela **Redes** será aberta na área de trabalho do **SimPerdas**.

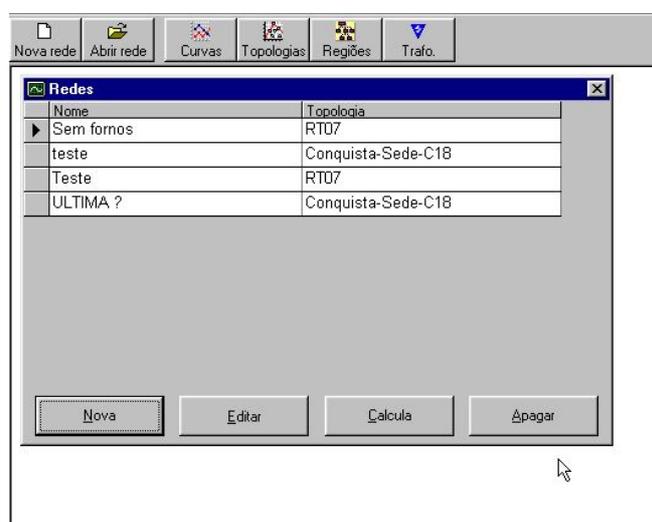
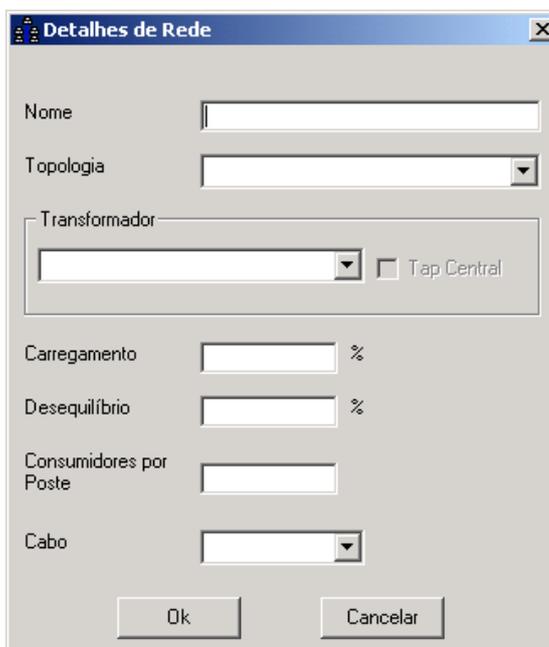


Fig.7.19 –Tela do SimPerdas – Redes

Nesta janela o usuário pode:

1. Criar uma nova rede
2. Editar uma Rede Existente
3. Calcular a Rede Selecionada
4. Apagar a Rede Selecionada

Ao pressionar o botão *Nova* na janela **Redes** ou o botão *Nova Rede* na janela principal do **SimPerdas**, abre-se a janela **Detalhes de Redes**.



A imagem mostra a janela "Detalhes de Rede" com os seguintes campos e controles:

- Nome: Campo de texto.
- Topologia: Menu suspenso.
- Transformador: Menu suspenso e uma caixa de seleção "Tap Central".
- Carregamento: Campo de texto com símbolo de porcentagem (%).
- Desequilíbrio: Campo de texto com símbolo de porcentagem (%).
- Consumidores por Poste: Campo de texto.
- Cabo: Menu suspenso.
- Botões "Ok" e "Cancelar" na base da janela.

Fig.7.20 –Tela do SimPerdas – Detalhes de Redes

Nesta janela nomeia-se a Rede¹¹, associa-se uma topologia já cadastrada a esta rede e define-se: o transformador (potência, número de fases e tensão), o carregamento do transformador, o desequilíbrio máximo entre fases, o número

¹¹ O nome da Rede deve ser formado apenas com caracteres alfanuméricos – letras e números, sem sinais de pontuação ou caracteres especiais, pois os resultados dos cálculos serão gravados num arquivo Excell com este nome acrescido de uma numeração seqüencial.

médio de consumidores por poste e o cabo utilizado na rede. (os dois últimos poderão ser alterados posteriormente, quando a rede for editada). Ao pressionar o botão Ok, a rede é salva e o programa abre a janela de edição *desta* rede.

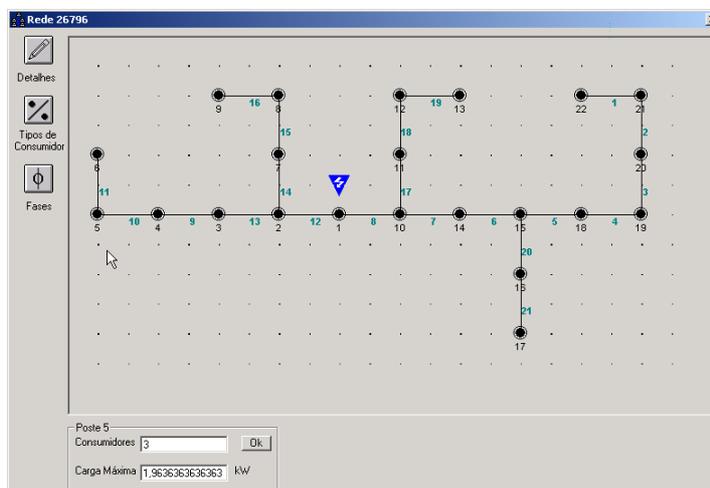


Fig.7.21 –Tela do SimPerdas – Rede (Dados do poste)

Nesta janela o usuário pode editar o número de consumidores poste a poste, bastando para isso levar o cursor até o poste desejado. Quando o cursor mudar de forma aparecerá, na parte inferior da tela uma pequena janela com o número do poste selecionado, a quantidade de consumidores e a carga máxima associada ao poste. Estes valores podem ser editados. Para isso, pressione o botão esquerdo do mouse sobre o ícone do poste a ser alterado, altere o valor na janela da parte inferior da tela e pressione *OK*.

Atenção: Ao mudar o valor da carga máxima do poste, estará alterando o carregamento do transformador .

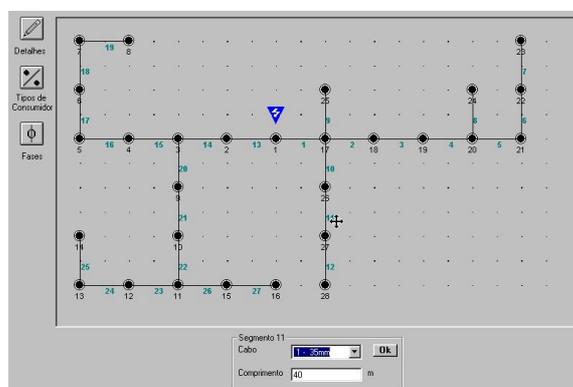


Fig.7.22 –Tela do SimPerdas – Alterando dados do trecho

Do mesmo modo é possível alterar o cabo e o comprimento de cada trecho da rede. Para isso leva-se o cursor até o número que define o trecho e quando o cursor mudar de forma aparecerá, na parte inferior da tela uma pequena janela com o número do trecho, o comprimento e o cabo associado ao trecho. Estes valores podem ser editados. Para isso, pressione o botão esquerdo do mouse sobre o número do trecho a ser alterado, altere o valor na janela da parte inferior da tela e pressione *OK*.

O próximo passo para o cálculo da rede é a definição de percentuais de consumidores por tipo e por número de fases. Estes itens são definidos pressionando os botões *Tipo de Consumidor* e *Fases* do lado esquerdo da tela.

Pressionando o botão *Tipo de Consumidor* a janela **Percentual** é aberta. No quadro inferior da janela escolhe-se o tipo de consumidor e o valor percentual de sua quantidade nesta rede. Pressiona-se o botão *Inserir* e esta informação é inserida no quadro superior da janela. Caso alguma informação equivocada seja inserida, seleciona-se o tipo de consumidor no quadro superior e pressiona-se o botão *Apagar* ou altera-se o valor no quadro inferior e pressiona-se o botão *Atualiza* que estará ativo no local do botão *Inserir*.

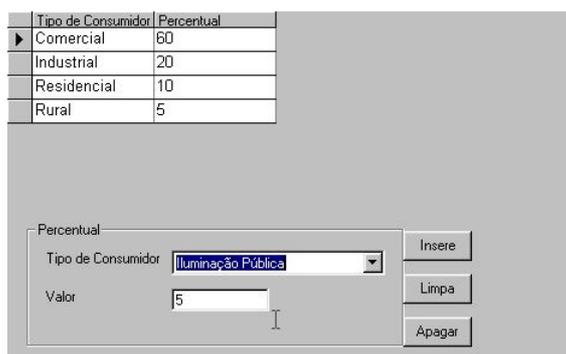
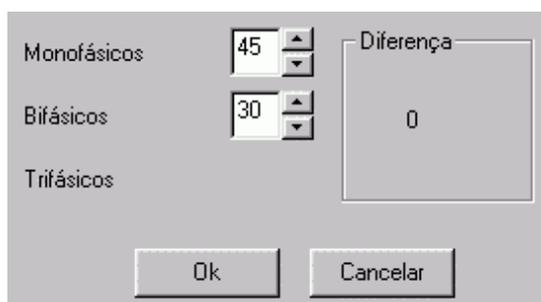


Fig.7.23 –Tela do SimPerdas – Percentual de consumidores

Como os valores estão em percentual soma sempre deve atingir 100 e o programa apresenta o complemento necessário para esse valor no quadro inferior da janela. Após a definição, deve-se fechar a janela, pressionando o X no lado superior direito da janela.

Pressionando o botão *Fases*, a janela **Consumidor por fases** é aberta. Esta janela apresenta um quadro de entrada para cada tipo de ligação possível dos consumidores e o complemento para o número total de consumidores é apresentado, à direita, no quadro *Diferença*. Os quadros dos consumidores por fase só estarão disponíveis para edição se a rede escolhida comportar este tipo de consumidor, ou seja, caso a rede escolhida possua um transformador monofásico sem tap central, só o quadro de consumidores monofásicos estará disponível para edição; se a rede possuir um transformador monofásico com tap central, estarão disponíveis os quadros de consumidores monofásicos e bifásicos; e se a rede possuir um transformador trifásico todos os quadros estarão disponíveis para edição.



Monofásicos	45	Diferença 0
Bifásicos	30	
Trifásicos		

Ok Cancelar

Fig.7.24 –Tela do SimPerdas – Consumidores por fase

Quando a edição da rede estiver completa, o usuário deve fechar a janela **Consumidor por fase** e retornar a janela da rede. Neste ponto pressiona-se o botão *Detalhes* e algumas informações importantes aparecerão na janela **Detalhes de Rede**. A confirmação do nome da rede e da topologia utilizada (que não pode ser alterada neste momento¹²), o transformador utilizado na rede, o desequilíbrio máximo escolhido e o carregamento real do transformador após as possíveis alterações feitas na carga máxima em cada poste. Caso o valor do carregamento atingido seja superior ao valor determinado como parâmetro geral do programa, uma mensagem é apresentada na tela do computador indicando a necessidade de verificar a carga máxima dos postes.

¹² Os campos que estão escuros (topologia e carregamento) não podem ser alterados após a definição da rede.

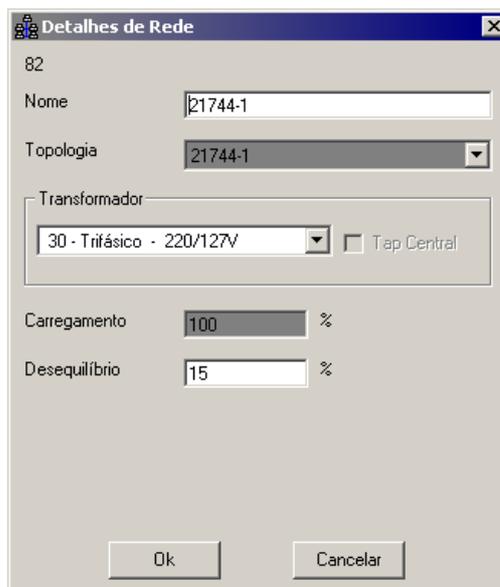


Fig.7.25 –Tela do SimPerdas – Detalhes da Rede, confirmação

Ao pressionar o botão *OK*, o usuário retorna a janela da rede. Feitos os ajustes necessários, a rede está pronta para cálculo. O usuário deve fechar a janela da rede (acionando o botão "X" no canto superior direito da janela) e confirmar seu salvamento. A janela **Redes** ficará novamente ativa na tela do **SimPerdas**. O usuário deve selecionar a rede desejada e pressionar o botão *Calcula*. No canto inferior esquerdo da barra de status, aparecerá um contador apresentando a quantidade de iterações realizadas no cálculo da rede, quando o valor solicitado nos parâmetros gerais do programa for atingido, aparecerá uma janela do EXCEL¹³ solicitando o salvamento de um arquivo com o resultado dos cálculos realizados para a rede.

O programa nomeia o arquivo com o nome da rede e um contador que indica o número de vezes que esta rede já foi calculada. O usuário tem liberdade de modificar o nome do arquivo e o diretório para salvamento. Ao pressionar o botão *Salvar*, o programa abre um arquivo do Excel com três planilhas, uma apresenta os resultados dos cálculos de perdas, a outra apresenta um resumo das características dos consumidores daquela rede, e a terceira, um gráfico da última iteração realizada.

¹³ Microsoft Excel

RESULTADOS				
Componente	Perda de Energia (kWh/ano)		Perda de Demanda (kW)	
	média	desvio padrão	média	desvio padrão
Transformador	2.280,09	164,89	0,46	0,07
Rede Secundária	2.219,94	627,48	0,82	0,25
Ramais de ligação	0,05	0,01	0,00	0,00
Medidores	332,93		0,04	
Total	4.833,00	216,26	1,33	0,09
Percentuais	4,38%	0,20%	6,26%	0,42%
Fatores				
Fc (fator de carga)	47,65%	1,77%		
Fp (fator de perdas)	28,47%	2,46%		
Fu (fator de utilização)	70,61%	9,36%		
Totais				
Energia Total (kWh/ano)	110.463,12	17.455,25		
Demanda Máxima (kVA)	21,18	2,81		
Referência				
Rede	21744-1			
Transformador (kVA)	30 - Trifásico - 220/127V			
Desequilíbrio Máximo	15,00%			
No. de Iterações Utilizado	50			
No. de Iter. p/ precisão de 95%	30			

Fig.7.26 –Planilha do Excel – Resultados

A planilha apresenta os valores médios e o desvio padrão das grandezas envolvidas nos cálculos: perdas por segmento e totais, energia, demanda, fatores de carga, de perdas e de utilização. A planilha também apresenta qual a rede calculada e o transformador utilizado como referência. As últimas informações da planilha dizem respeito a quantidade de iterações realizadas e a quantidade de iterações necessárias para garantir a probabilidade de 95% do resultado com um erro de 5% em relação ao valor médio das perdas encontradas. Caso a quantidade de iterações realizadas seja inferior ao número requerido, um aviso será inserido na tabela indicando a necessidade de aumentar o número de iterações.

A segunda planilha contém um resumo dos consumidores definidos para a rede calculada, apresentando o número de consumidores por ligação a rede (monofásicos, bifásicos e trifásicos) e o percentual por tipo.

DADOS DOS CONSUMIDORES		
Consumidor por fase		Tipo de Consumidor (%)
Monofásico	22,00	Iluminação Pública 10
Bifásico	2,00	Residencial 90
Trifásico	2,00	
Total	26,00	

Fig.7.27 –Planilha do Excell – Dados dos consumidores

A terceira planilha apresenta o gráfico da última iteração realizada. Pode-se verificar a curva da energia solicitada pela rede e as perdas técnicas decorrentes da passagem desta energia pela rede. O gráfico apresenta 24 horas de um dia útil

típico para a rede selecionada. O eixo da esquerda apresenta os valores de energia e o eixo da direita os valores de perda de energia, em escalas distintas.

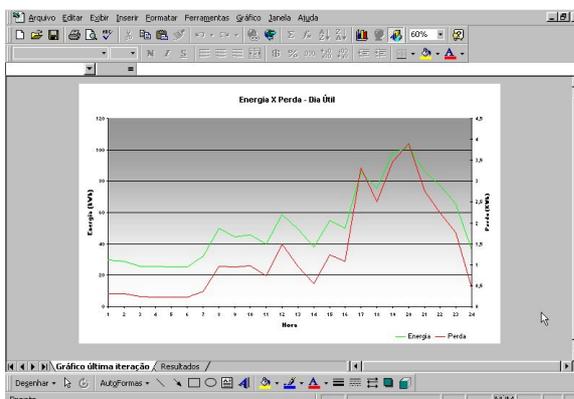


Fig.7.28 –Gráfico do Excell – Curvas de Carga e de Perdas da Rede

7.2.4. Como Calcular uma Região

Na janela do **SimPerdas**, o usuário pode utilizar o menu *Arquivo/Dados/Regiões* ou pressionar no botão *Regiões*, qualquer que seja o caminho escolhido, a janela **Regiões** será aberta na área de trabalho do **SimPerdas**.

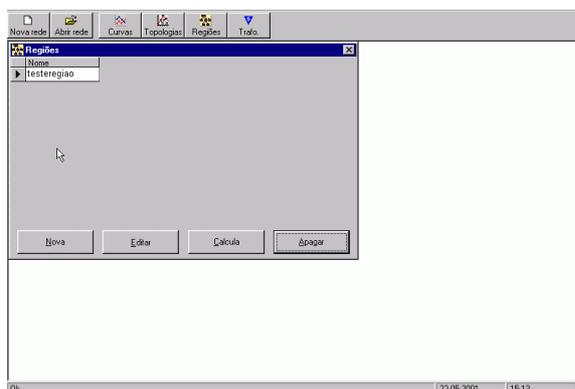


Fig.7.29 –Tela do SimPerdas – Regiões

Nesta janela o usuário pode:

1. Criar uma nova Região
2. Editar uma Região Existente
3. Calcular a Região Selecionada

4. Apagar a Região Seleccionada

Ao pressionar o botão *Nova* na janela **Regiões**, abre-se a janela **Redes da Região**.

Nesta janela nomeia-se a Região e associa-se quantidades de redes *já cadastradas* a esta Região.

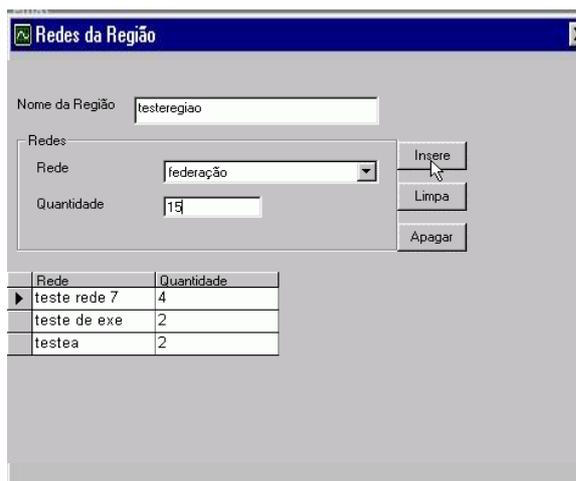
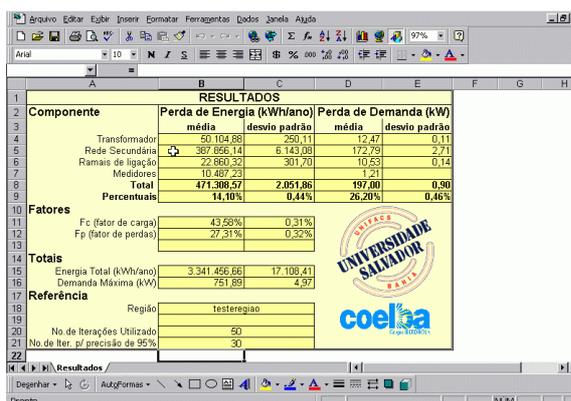


Fig.7.30 –Tela do SimPerdas – Redes da Região

Pressionando a seta ao lado do quadro Rede, as redes já cadastradas tornam-se disponíveis para seleção. Após selecionar a rede, deve-se estabelecer a quantidade de redes daquele tipo. Pressiona-se o botão *Inserir* e esta informação é inserida no quadro inferior da janela. Caso alguma informação equivocada seja inserida, seleciona-se o tipo de rede no quadro inferior e pressiona-se o botão *Apagar* ou altera-se o valor no quadro Quantidade e pressiona-se o botão *Atualiza* que estará ativo no local do botão *Inserir*. Depois de definidas todas as redes e quantidades de cada região, o usuário deve fechar a janela **Redes da Região** (no botão fechar, no canto direito superior da janela).

A janela **Regiões** ficará novamente ativa na tela do **SimPerdas**. O usuário deve selecionar a região desejada e pressionar o botão *Calcula*. No canto inferior esquerdo da barra de status, aparecerá um contador apresentando a quantidade de iterações realizadas, para cada rede, no cálculo da região, quando o valor solicitado nos parâmetros gerais do programa for atingido, aparecerá uma janela do Excel solicitando o salvamento de um arquivo com o resultado dos cálculos realizados para a região.

O programa nomeia o arquivo com o nome da região e um contador que indica o número de vezes que está região já foi calculada. O usuário tem liberdade de modificar o nome do arquivo e o diretório para salvamento. Ao pressionar o botão Salvar, o programa abre um arquivo do Excel com uma planilha que apresenta os resultados dos cálculos de perdas.



RESULTADOS				
Componente	Perda de Energia (kWh/ano)		Perda de Demanda (kW)	
	média	desvio padrão	média	desvio padrão
Transformador	50.104,88	250,11	12,47	0,11
Rede Secundária	387.856,14	6.143,08	172,79	2,71
Ramais de ligação	22.880,32	301,70	10,53	0,14
Medidores	10.487,23		1,21	
Total	471.388,57	2.951,86	197,00	0,90
Percentuais	14,10%	0,44%	26,20%	0,46%
Fatores				
Fc (fator de carga)	43,58%	0,31%		
Fp (fator de perdas)	27,31%	0,32%		
Totais				
Energia Total (kWh/ano)	3.341.456,66	17.108,41		
Demanda Máxima (kW)	751,89	4,97		
Referência				
Região	testeregiao			
No. de iterações Utilizado	50			
No. de iter. pf precisão de 95%	30			

Fig.7.31 –Planilha do Excell – Resultados da Região

A planilha apresenta os valores médios e o desvio padrão das grandezas envolvidas nos cálculos: perdas por segmento e totais, energia, demanda, fatores de carga, de perdas. A planilha também apresenta qual a região calculada. As últimas informações da planilha dizem respeito a quantidade de iterações realizadas e a quantidade de iterações necessárias para garantir a probabilidade de 95% do resultado com um erro de 5% em relação ao valor médio das perdas encontradas. Caso a quantidade de iterações realizadas seja inferior ao número requerido, um aviso será inserido na tabela indicando a necessidade de aumentar o número de iterações.

É importante ressaltar que os cálculos realizados dizem respeito apenas às perdas nas redes de distribuição de baixa tensão da região calculada.

8. ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS COM O *SimPerdas*

8.1. Comparação com o método usado na concessionária local

Este capítulo apresenta os resultados obtidos na comparação das perdas encontradas utilizando o software ou a metodologia utilizada pela concessionária local para calcular as perdas de uma rede secundária de distribuição.

A concessionária disponibilizou resultados de cálculos das perdas utilizando os dados do CRS e cadastro do programa de melhoramento de redes feito na região Sudeste e Centro do estado.

Utilizando os cadastros mais completos dentre os disponibilizados, foi escolhida uma rede para comparação.

8.1.1. Comparação de Resultados do *SimPerdas* com a Rede Vitória da Conquista, Sede, Circuito 4.

Para esta comparação foi escolhida a rede de Vitória da Conquista, Sede, Circuito 4, cujas perdas de potência totais, estimadas pela concessionária são de 4,2 kW. Os dados disponibilizados acerca desta rede são:

Transformador: Potência = 75 kVA - 220/380V Fator de Utilização = 116

$P_{\text{cobre}} = 1.54 \text{ kW}$

$P_{\text{ferro}} = 0.39 \text{ kW}$

Cabos: Comprimento = 1600m

Condutor Tronco = 1/0 CA

Condutor Ramal = 4 CA

Perdas = 2,27 kW

Consumidor: Residencial = 176

Comercial = 1

Monofásicos = 172

Bifásicos = 4

Trifásicos = 1

Ramais de ligação: Monofásicos e Bifásicos = 6mm² Trifásicos = 10mm²

Comprimento médio = 20m

A rede apresentada pela COELBA foi desenhada no software, ficando sua topologia registrada como VTC-C4. Todos os parâmetros foram ajustados para atender a rede especificada: quantidades e tipos de consumidores, carregamento máximo do transformador, cabos especificados, comprimento médio do ramal de ligação e entre os postes da rede, etc. O cálculo foi realizado para 50 iterações e o resultado obtido foi:

RESULTADOS				
Componente	Perda de Energia (kWh/ano)		Perda de Demanda (kW)	
	média	desvio padrão	média	desvio padrão
Transformador	5.458,28	136,64	1,37	0,08
Rede Secundária	6.322,17	486,85	2,52	0,26
Ramais de ligação	310,59	32,06	0,13	0,01
Medidores	1.903,93		0,22	
Total	13.994,97	168,89	4,25	0,09
Percentuais	4,15%	1,21%	5,87%	2,16%
Fatores				
Fc (fator de carga)	47,44%	1,25%		
Fp (fator de perdas)	27,46%	1,79%		
Fu (fator de utilização)	96,48%	3,81%		
Totais				
Energia Total (kWh/ano)	337.267,79	16.597,61		
Demanda Máxima (kW)	72,36	2,86		
Referência				
Rede	c4teste			
Transformador	75 - Trifásico - 380/220V			
No.de Iterações Utilizado	50			
No.de Iter. p/ precisão de 95%	30			



Fig. 8.1 – Tela de Resultados do *SimPerdas*

Comparando as perdas de potência com os dados da COELBA temos:

Tabela 8.1 – Comparação dos resultados COELBA x *SimPerdas*

ITEM	Resultados COELBA	Resultados <i>SimPerdas</i> (Com desequilíbrio zero)	Diferença média
Transformador	1,93 kW	1,37 ± 0,08 kW	0,56 kW
Rede Secundária	2,27 kW	2,52 ± 0,26 kW	0,25 kW
Ramais de Ligação	Não é calculado	0,13 ± 0,01 kW	-
Medidores	Não é calculado	0,22 kW	-
TOTAL	4,20 kW	4,25 ± 0,09 kW	0,05 kW

Os resultados encontrados, considerando o circuito equilibrado, estão bem próximos dos encontrados pela COELBA, (exceto o transformador, pois o sorteio de curvas levou a um f_u (96) inferior ao estimado (116) pela COELBA), porém o que é mais importante nessa metodologia de simulação é que os cálculos das perdas de

energia são realizados de maneira direta, sem a utilização do fator de perdas como uma função do fator de carga, pois como foi demonstrado no item 6.1, a utilização do fator k para relacionar os dois fatores pode levar a valores de perdas de energia significativamente diferentes.

A COELBA costuma utilizar as equações 5.3 a 5.7 para calcular as perdas de energia relativas a suas redes. Para os dados da COELBA:

$F_u=116$ indica que a demanda máxima é 87 kW,

Segundo o setor de faturamento da concessionária, a energia faturada no ano aos consumidores desta rede foi 405.500 kWh, o que indica um $f_c = 0,53$ e, portanto, um $f_p = 0,35$.

Com estes fatores, a energia perdida nesta rede, utilizando o modo de cálculo da COELBA seria:

$$E_p = P_m \times f_p \times T = 4,2 \times 0,35 \times 8760 = 12.877 \text{ kWh.}$$

Como a COELBA desconsidera as perdas nos medidores, a comparação dos resultados deve ser feita subtraindo as perdas dos medidores do resultado encontrado pelo programa. As perdas de energia encontradas pelo software foram então 12.091,04kWh com desvio de 168,89kWh, o que corresponde a valores suficientemente próximos dos calculados pela concessionária para validar o software, uma vez que a meta a ser alcançada neste desenvolvimento era uma metodologia simplificada, que necessitasse de uma base cadastral de fácil desenvolvimento e manutenção e que disponibilizasse resultados confiáveis, com uma precisão razoável, sem utilizar dados de faturamento, nem a aproximação do fator de perdas.

8.2. O Software como indicador de perdas comerciais

A fim de validar o software desenvolvido, a COELBA realizou campanha de medições em algumas redes secundárias.

Foram medidas duas redes de distribuição na região metropolitana de Salvador e seis transformadores individuais de clientes ligados em média tensão (essas medições servirão apenas para gerar curvas de carga típicas a serem incorporadas ao software). As medições foram realizadas na saída de baixa tensão dos transformadores, de maneira que, as perdas referentes aos mesmos não foram medidas.

Vale ressaltar que, apesar das medições terem sido realizadas com a finalidade de validar o software, a metodologia empregada não permite fazê-lo, pois a medição dos transformadores não foi realizada simultaneamente ao faturamento, além disso:

- § Os dados de faturamento da COELBA apresentam o consumo faturado, que, ocasionalmente, será diferente do consumo real, haja vista o faturamento mínimo e/ou faturamento pela média.
- § Os dados de faturamento anual contêm dados posteriores ao início do racionamento, as medições nos transformadores foram feitas antes do racionamento. (Esse problema foi contornado adicionando-se 20% ao consumo dos meses em que o racionamento está vigorando, solução que não tem nenhuma consistência teórica.).

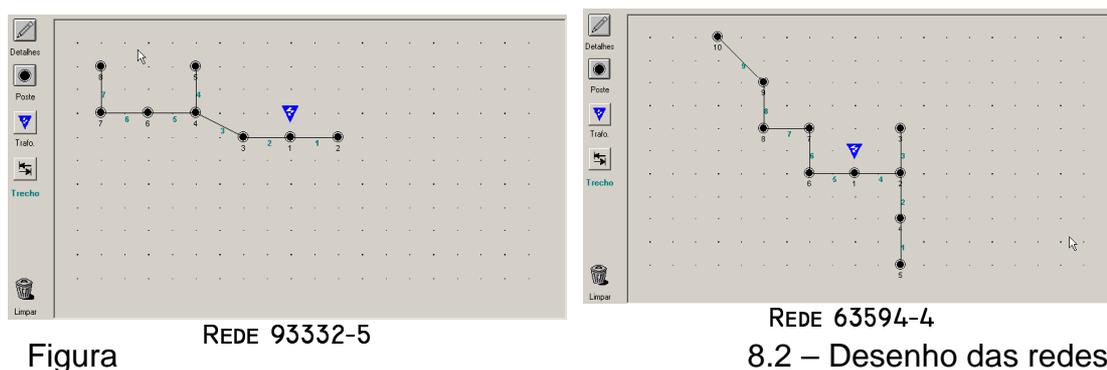
Foram realizados levantamentos em campo para verificar quais os consumidores realmente ligados às redes de distribuições medidas, quais os cabos utilizados nas redes e qual a sua distribuição geográfica, de forma que fosse possível modelar as redes com bastante precisão no software. Para as duas redes foram encontradas ligações clandestinas, o que já impossibilitaria a validação, porém os dados foram usados para verificar como o programa indicaria perdas comerciais.

Foram levantados os dados de faturamento anual dos consumidores ligados nas referidas redes. De posse destes dados, as perdas ditas reais foram calculadas subtraindo-se os dados de consumo anual dos clientes ligados à determinada rede, do valor da medição realizada no transformador, extrapolado para o período de um ano, lembrando que este resultado não contempla as perdas do transformador de

distribuição. As redes foram então modeladas no **SimPerdas** e as perdas encontradas comparadas com as perdas ditas reais para determinar as perdas comerciais em cada uma das redes como a diferença entre as perdas reais e as perdas técnicas, calculadas pelo programa.

8.2.1. Análise das Redes Medidas

As redes foram cadastradas no **SimPerdas**, de acordo com o levantamento em campo e o carregamento do transformador identificado na medição. O levantamento das redes inclui a topologia, quantidade e tipo de ligação dos consumidores oficialmente ligados. Os desenhos das topologias podem ser vistos a seguir.



8.2.1.1. Análise da Rede 93332-5.

Os arquivos com as medições realizadas no transformador foram agrupados e os dados classificados em dias úteis, sábados, domingos&feriados.

Cada grupo foi reduzido a uma curva padrão, obtida pela média das curvas medidas e integralizadas para intervalos de 15 minutos. As curvas relativas a Sábado e domingo&feriado foram comparadas à curva do dia útil, resultando em três curvas típicas e dois fatores de ponderação.

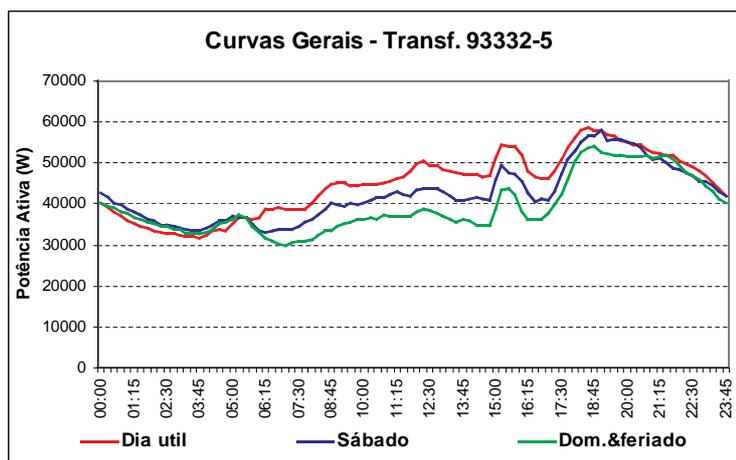


Fig.8.3 – Curvas de Carga da Rede 93332-5

Com base nestas curvas foi calculada a energia disponibilizada no secundário do transformador para um dia útil, um Sábado e um Domingo&feriado. Considerando que o ano tem 52 sábados, 52 domingos e 10 feriados, a energia disponibilizada no secundário do transformador em um ano foi calculada segundo a seguinte expressão:

$$E_{anual} = 52 \times E_{sábado} + (52 + qtd.feriado) \times E_{Domingo\&Feriado} + (365 - 104 - qtd.feriado) \times E_{diatútil}$$

$$E_{anual} = 52 \times 1.015,80 + (52 + 10) \times 943,89 + (365 - 104 - 10) \times 1073,80 = \mathbf{380.347,70 \text{ kWh}}$$

Tomando agora os dados relativos ao consumo dos clientes da COELBA oficialmente ligados nesta rede temos um consumo faturado de **326.943,47 kWh-ano**, somando a este valor o consumo da iluminação pública, temos um consumo total de **331.002,27 kWh-ano**.

As perdas totais de energia nesta rede, a partir do secundário do transformador, são de **49.345,43 kWh-ano** ou **12,97%**.

A maior demanda registrada no transformador de 112,5 kVA foi de 85,75 kVA, registrada no dia 06 de abril de 2001 às 19:15:00. Portanto, o fator de utilização do transformador é 0,762.

Os dados de cadastramento são:

Consumidores: 108 – monofásicos; 9 – bifásicos e 3 – trifásicos, num total de 120 consumidores.

A rede tem 8 postes com 1 lâmpada de 70W cada, com reator de 14W, cabos de cobre de 35mm² próximo ao transformador e de 16mm² no final da rede.

Os consumidores estão distribuídos da seguinte forma; 94% dos consumidores são residenciais e 6% é iluminação pública. O desequilíbrio máximo medido nesta rede foi de 12%.

Utilizando os dados anteriores e o *us built* da rede, o **SimPerdas** foi utilizado, chegando aos resultados expostos a seguir:

RESULTADOS				
Componente	Perda de Energia (kWh/ano)		Perda de Demanda (kW)	
	média	desvio padrão	média	desvio padrão
Transformador	5.743,93	72,64	1,32	0,04
Rede Secundária	33.933,92	2.053,01	16,24	0,92
Ramais de ligação	1.323,75	125,57	0,66	0,06
Medidores	1.404,54		0,16	
Total	42.406,14	686,04	18,39	0,31
Percentuais	11,59%	1,62%	21,51%	1,66%
Fatores	PERDA ADMISSÍVEL EXTRAPOLADA			
Fc (fator de carga)	43,41%	0,67%		
Fp (fator de perdas)	22,75%	0,61%		
Fu (fator de utilização)	75,98%	1,56%		
Totais				
Energia Total (kWh/ano)	365.843,90	16.503,95		
Demanda Máxima (kVA)	85,47	1,76		
Referência				
Rede	Trafo 93332-5			
Transformador (kVA)	112.5 - Trifásico - 220/127V			
No.de Iterações Utilizado	50			
No.de Iter. p/ precisão de 95%	30			



Fig.8.4 – Tela de Resultados do SimPerdas

As medições foram realizadas no secundário do transformador, de maneira que, para comparar com o valor obtido pela medição é necessário subtrair as perdas no transformador do valor total encontrado no **SimPerdas**.

As perdas técnicas para esta rede, calculadas pelo software, a partir do secundário do transformador seriam então: 36.662,21 ± 1.028,42 kWh-ano ou 10,02% ± 2,81%.

Este resultado deve ser aceito como o valor médio das perdas técnicas da rede em questão, o que indica que a rede apresenta, aproximadamente, 12.683 kWh de perdas comerciais no ano em estudo, o que equivale a 3,33% da energia anual

medida (extrapolada) no secundário do transformador, no entanto, deve-se considerar que:

- § As medições foram extrapoladas para um ano;
- § As leituras são de energia faturada e não de energia consumida;
- § As leituras englobam o período do racionamento e as medições não;

8.2.1.2. Análise da Rede 63594-4.

Da mesma maneira que na rede anterior, as curvas relativas a Sábado e domingo&feriado foram comparadas à curva do dia útil, resultando em três curvas e dois fatores de ponderação.

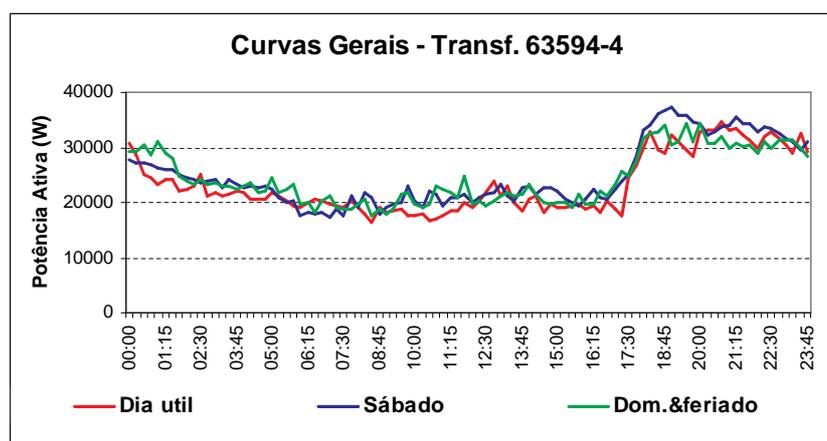


Fig.8.5 – Curvas de Carga da Rede 63594-4

Com base nestas curvas foi calculada a energia disponibilizada no secundário do transformador para um dia útil, um Sábado e um Domingo&feriado. Considerando que o ano tem 52 sábados, 52 domingos e 10 feriados, a energia disponibilizada no secundário do transformador em um ano foi calculada segundo a seguinte expressão:

$$E_{anual} = 52 \times E_{sábado} + (52 + qtd.feriado) \times E_{Do\ min\ go\ \&Feriado} + (365 - 104 - qtd.feriado) \times E_{diaútil}$$

$$E_{anual} = 52 \times 597,65 + (52 + 10) \times 586,79 + (365 - 104 - 10) \times 559,52 = \mathbf{207.889,20\ kWh}$$

Tomando agora os dados relativos ao consumo dos clientes da COELBA oficialmente ligados nesta rede temos um consumo faturado de **181.541,20 kWh-ano**, somando a este valor o consumo da iluminação pública, temos um consumo total de **184.607,20 kWh-ano**.

As perdas totais de energia nesta rede, a partir do secundário do transformador, são de **23.292,00 kWh-ano** ou **11,2%**.

A maior demanda registrada no transformador de 75 kVA foi de 46,93 kVA, registrada no dia 12 de março de 2001 às 20:40:00. Portanto, o fator de utilização do transformador é 0,63.

Os dados de cadastramento são:

Consumidores: 82 – monofásicos; 1 – bifásico e 9 – trifásicos, num total de 92 consumidores.

A rede tem 10 postes com 1 lâmpada de 70W cada, com reator de 14W, cabos de cobre de 2 AWG próximo ao transformador e de 16 e 10 mm² no final da rede. O cadastro também indica uma fase partida e emendada com fio 14 AWG.

Os consumidores estão distribuídos da seguinte forma; 94% dos consumidores são residenciais, 4% são comerciais e 2% é iluminação pública. O desequilíbrio máximo medido nesta rede foi de 15%.

Utilizando os dados anteriores e o *us built* da rede, o **SimPerdas** foi utilizado, chegando aos resultados expostos a seguir:

RESULTADOS				
Componente	Perda de Energia (kWh/ano)		Perda de Demanda (kW)	
	média	desvio padrão	média	desvio padrão
Transformador	4.028,43	203,29	0,85	0,10
Rede Secundária	9.673,64	991,48	4,51	0,51
Ramais de ligação	639,86	52,22	0,31	0,03
Medidores	1.134,04		0,13	
Total	15.475,96	337,82	5,81	0,17
Percentuais	6,54%	2,18%	11,45%	2,97%
Fatores	PERDA ADMISSÍVEL EXTRAPOLADA			
Fc (fator de carga)	43,84%	1,11%		
Fp (fator de perdas)	23,44%	1,58%		
Fu (fator de utilização)	67,64%	6,07%		
Totais				
Energia Total (kWh/ano)	236.570,57	8.901,89		
Demanda Máxima (kVA)	50,73	4,55		
Referência				
Rede	63594			
Transformador (kVA)	75 - Trifásico - 220/127V			
Desequilíbrio Máximo	15,00%			
No.de Iterações Utilizado	50			
No.de Iter. p/ precisão de 95%	30			



Fig.8.6 – Tela de Resultados do SimPerdas

As medições foram realizadas no secundário do transformador, de maneira que, é necessário subtrair as perdas no transformador do valor total encontrado no **SimPerdas**.

As perdas técnicas para esta rede, calculadas pelo software, a partir do secundário do transformador seriam então: $11.447,53 \pm 496,43$ kWh-ano ou $4,8\% \pm 0,21\%$.

Este resultado deve ser aceito como o valor médio das perdas técnicas da rede em questão, o que indica que a rede apresenta, aproximadamente, 11.884,47 kWh de perdas comerciais no ano em estudo, o que equivale a 5,70% da energia anual medida (extrapolada) no secundário do transformador, no entanto, deve-se considerar que:

- § As medições foram extrapoladas para um ano;
- § As leituras são de energia faturada e não de energia consumida;
- § As leituras englobam o período do racionamento e as medições não;
- § O cabo partido e emendado é responsável por perdas técnicas que não são simuladas no software

§ CONCLUSÃO

Neste trabalho, desenvolveu-se uma metodologia agregada e probabilística de cálculo simplificado de perdas em redes secundárias de distribuição de energia elétrica que pode ser usado com um mínimo de informações disponíveis nas Concessionárias, juntamente com a ferramenta computacional necessária a sua implantação prática.

O método buscou resolver o compromisso entre a confiabilidade dos resultados dos cálculos e o dispêndio de tempo e recursos para a obtenção e processamento dos dados necessários, sem perder de vista a facilidade de uso do software.

O **SimPerdas**, Software que implementa o método, foi concebido de forma a permitir seu uso imediato, partindo-se de topologias de redes e curvas de cargas típicas. Recomenda-se, contudo que o usuário proceda campanhas de medição e levantamentos detalhados de suas redes e, à medida que os dados de campo passem a estar disponíveis, adequue os cadastros básicos do software de modo a tornar os modelos delineados o mais próximo possível da realidade da concessionária.

O Software permite ao usuário aproximar os modelos da realidade na medida em que:

- § É possível cadastrar curvas de carga resultantes de campanha de medição, e trabalhar com os dados dos clientes tipo da região da própria Concessionária.
- § É possível indicar quais curvas de carga serão usadas no cálculo das perdas especificando a cada cálculo quais das curvas cadastradas estarão ativas.
- § É possível especificar a quantidade de consumidores ligados a cada poste. Caso não seja especificado o Software atribui a média.

- § É possível especificar a distância entre postes e o cabo usado em cada trecho de rede. Caso não seja especificado o Software atribui uniformemente o valor médio da distância entre postes e o cabo especificados na rede tipo.
- § É possível alocar o transformador em qualquer poste da rede, podendo assim modelar as redes reais e não apenas redes simétricas.
- § É possível especificar o grau máximo de desequilíbrio da distribuição das cargas entre as fases na faixa de 0% a 25% permitindo que o usuário não só calcule suas perdas reais como também simule o efeito de re-equilibrar as cargas de uma dada rede nas perdas de sua região.
- § É possível limitar o carregamento máximo do transformador da rede e obter resultados de cálculos configurados de acordo com a realidade.
- § É possível parametrizar o número de amostras exemplo de cada rede que o software calculará antes de apresentar as perdas médias e respectivos desvios padrões de modo a se ajustar o grau de probabilidade de ocorrência desejado para a inferência estatística. Inicialmente o Software está ajustado para calcular 50 amostras de cada rede e fornecer resultados médios com expectativa de ocorrência superior a 95%, considerando-se um erro de 5% em relação ao valor médio das perdas.
- § É possível e simples especificar a quantidade de redes de cada tipo que compõe a carga de um alimentado e obter o cálculo agregado das perdas das redes secundárias que compõe o alimentador.
- § Os resultados dos cálculos são apresentados numa planilha de cálculo Excel, oferecendo ao usuário a flexibilidade de manipular imediatamente os valores obtidos, em meio magnético. Não gera a necessidade de arquivar documentos em papel e os resultados podem ser incorporados diretamente a outros relatórios que contenham os dados das perdas dos demais segmentos.

São apresentados, como resultados dos cálculos as perdas de energia e de demanda totais da rede e de cada um de seus principais componentes: transformador, rede secundária, ramais de ligação e medidores, permitindo ao usuário identificar eventuais elementos que estejam contribuindo excessivamente para as perdas técnicas de sua rede e planejar as ações corretivas requeridas.

Além desses dados o Software fornece o fator de carga e o fator de perdas da rede ou do conjunto de redes calculado, além da energia total fornecida no ano e da demanda máxima calculada no período, a partir das curvas de carga e de perdas, sem a utilização da aproximação do fator de perdas através do fator de carga e da constante k.

Obteve-se assim uma metodologia probabilística e uma ferramenta de cálculo simples de usar, que pode ser aplicada com um mínimo de informações da Concessionária e que pode ser moldada com as informações de campo específicas da concessionária no grau por ela desejado, à medida que invista em cadastros reais e campanhas de medições detalhadas de seus consumidores.

Quanto mais aderentes à realidade forem os cadastros básicos implementados mais precisos serão os valores de perdas calculados.

A necessidade de sortear aleatoriamente curvas de cargas para cada consumidor e alocá-los aleatoriamente nos postes configura uma situação conflitante com o eventual desejo de se fixar o tipo de curva de carga por tipo de consumidor em cada poste, o que poderia ser entendido como uma limitação do **SimPerdas** na modelação das redes. Porém o sorteio aleatório garante o resultado probabilístico e caso a concessionária, possua cadastro tão completo e atualizado de sua rede secundária, a ponto de saber qual a curva de carga de cada consumidor, o cálculo de perdas poderá ser realizado de maneira direta e não probabilística, como sugere a metodologia desenvolvida.

Uma possível evolução para este programa é utilizar a curva agregada dos transformadores das regiões definidas para calcular, segundo a mesma metodologia desenvolvida para a rede secundária, as perdas de potência e energia para as redes primárias da concessionária.

10. BIBLIOGRAFIA

TRIOLA, M. **Introdução à Estatística**. 1 ed. Rio de Janeiro. Ed. LTC, 1998.

CIPOLI J.A. **Engenharia de distribuição**. Rio de Janeiro, Qualitymark, 340 p. 1993.

GONEN, T. **Electric Power Distribution System Engineering**. Ed. McGraw Hill, 1986.

KAGAN, N. **Planejamento de Redes de Distribuição Secundária – Uma modelagem por programação dinâmica**. 1988. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

GOUVEIA, M.R. **Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 1993. Tese de Doutorado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

VALENTE, A. **Modelo Probabilístico para Avaliação do Desempenho de Redes de Distribuição Primária**. 1997. Tese de Doutorado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

MALIUK, I. **Metodologia agregada para avaliação de perdas em sistemas de distribuição**. 2000. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

MÉFFE, A. **Metodologia para Cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição**. 2000. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

Soares, A. e outros. **Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição**. 1986. Relatório CODI 3.2.19.34.0

Message P. **L'équilibre optimal entre investissements lourds et matériels d'exploitation des réseaux MT arborescents**. 1991. EDF Bulletin de La

Direction des Etudes et Recherches. Serie B. Rosecurx Electriques Metérieles Electriques. N.1. 1991.

Araujo, R. J. P. **Determinação das Perdas de Potência no Sistema de Distribuição da COELBA como insumo para cálculo de tarifas.** 2000. Relatório COELBA 014/GPI/2000.

Bacelar, J. **Perda no Sistema de Distribuição da COELBA.** 1994. Relatório COELBA 214R/DIPL/1994.

Bacelar, J. **Perda nos Componentes de Redes de Distribuição.** 1995, _

Buller, F.H., Woodrow, C.A. Load Factor – Equivalent Hour Values Compared. **Electrical World**, v. 92, n. 2, p.59-60, Julho, 1928.

Baran, M., Wu, F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, __, v. 4, n. 2, p. 1401-1407, Abril, 1989.

Shultz, R. e outros. Determination of Subsystem Loss Factors for Loss Allocation with Limited Data. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, __, v. PAS-101, n. 5, p. 1053-1058, Maio, 1982.

Distribution Network Reconfiguration for Energy Loss Reduction. **IEEE Transactions on Power Systems**, __, v. 12, n. 1, p. 398-406, Fevereiro, 1997.

Gustafson, M., Baylor, J. Approximating the System Losses Equation. **IEEE Transactions on Power Systems**, __, v. 4, n. 3, p. 850-855, Agosto, 1989.

Sun, D. e outros. Calculation of Energy Losses in a Distribution System. **IEEE Transactions on Power Systems**, __, 1980.

Hammons, T.J. e outros. Future Trends in Energy-Efficient Transformers. **IEEE Transactions on Power Systems**, __, 1998.

Macías, A. **Modelos para Estudios de Perdidas en Sistemas de Distribución.** – Universidad de los Andes._

ELETROBRÁS. **Plano decenal de Expansão 2000-2009**. 2000. Brasília: Distrito Federal. Disponível em:<<http://www.eletrabras.gov.br>>.

ANEEL. **Resolução 242 de 1998**.1998. Brasília: Distrito Federal. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.

Hashimoto, K., Gouvêa, M.R., Tahan, C.M.V. Aggregated Methodology for the Evaluation of Technical Losses in Distribution System. In:T&D 2002, IEEE/PES Latin America, , 2002, São Paulo. **Anais Eletrônicos**...São Paulo: UFSP, 2002.Disponível em:<<http://www.ieee.org.br/t.d2002lamerica/>>

Apêndice A – Descrição das Redes 1 e 2, utilizadas para elaboração das tabelas 6.1 e 6.2.

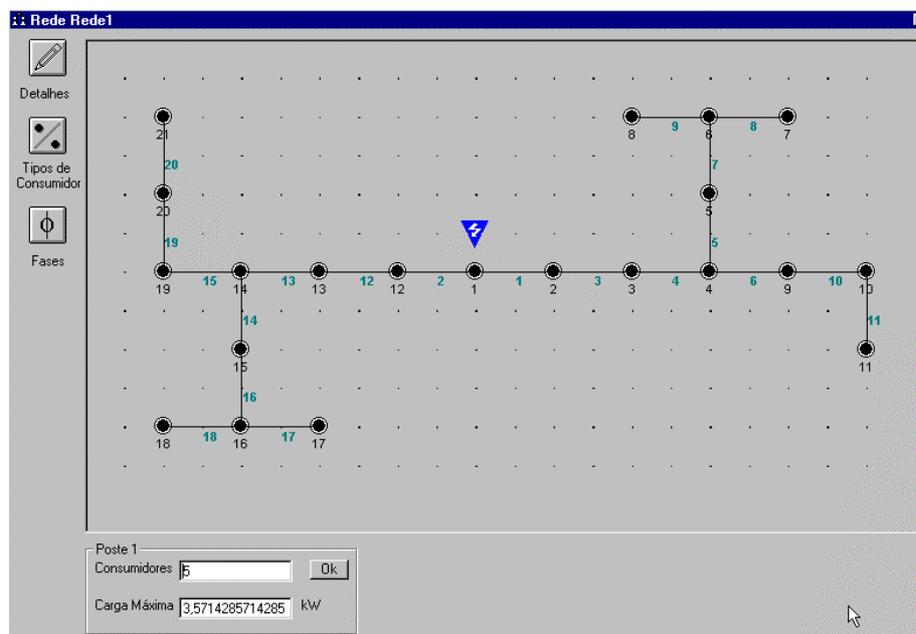


Figura A.1 - Rede 1.

Dados¹⁴:

Cabo CAA-35mm², distância entre postes 30 metros.

105 consumidores, sendo 85% Residencial;

10% Comercial;

5% Iluminação Pública

Ramais de Ligação: Comprimento médio 20m,

50 monofásicos, resistência média por fase, 4,61 ohm/km

25 bifásicos, resistência média por fase, 1,83 ohm/km

30 trifásicos, resistência média por fase, 1,83 ohm/km

Fator de potência 0,92.

Quantidade de feriados no ano: 10

¹⁴ Os dados listados foram mantidos constantes nas análises de sensibilidade apresentadas nas tabelas 6.1 e 6.2.

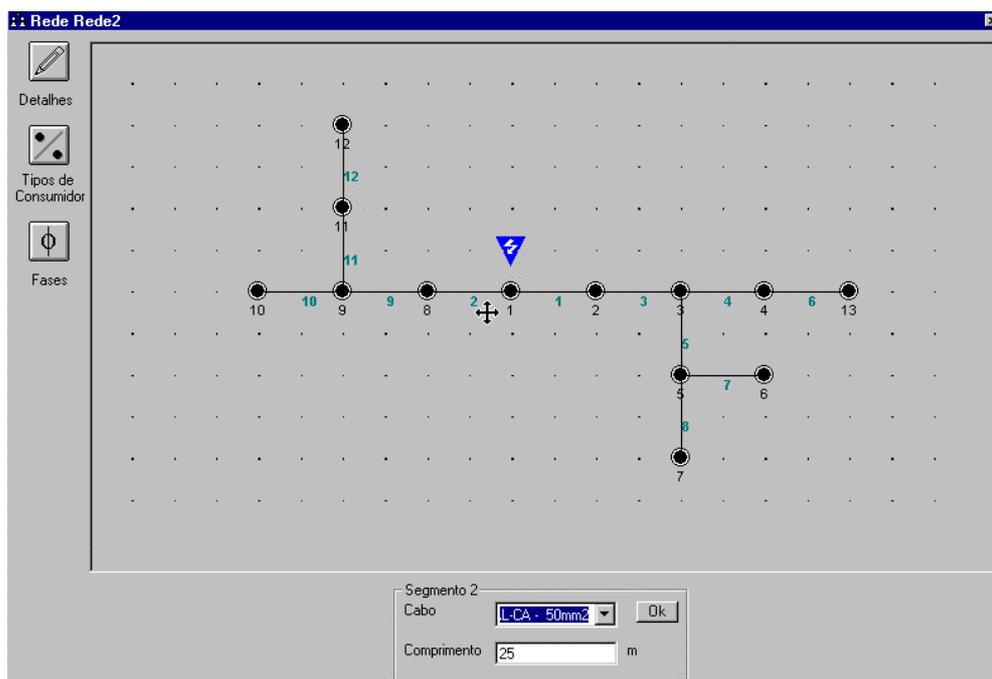


Figura A.2 - Rede 2.

Dados:

Cabo Al-CA-50mm²

26 consumidores, sendo 35% Residencial;

50% Comercial;

15% Iluminação Pública

Ramais de Ligação: Comprimento médio 20m,

9 monofásicos, resistência média por fase, 4,61 ohm/km

2 bifásicos, resistência média por fase, 1,83 ohm/km

15 trifásicos, resistência média por fase, 1,83 ohm/km

Fator de potência 0,92.

Quantidade de feriados no ano: 10