

XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002

METODOLOGIA PARA PLANEJAMENTO AGREGADO DE INVESTIMENTOS EM REDES DE BAIXA TENSÃO

C. C. B. de Oliveira, N. Kagan, H. Arango, M. R. B. de Rezende, A. U. Antunes, J. C. B. Silva, J. C. R. da Silva, M. A. Burgos, M. M. Machado, M. A. H. Torres, M. M. Filho - ENERQ/USP; A. L. C. David, R. P. de Oliveira - COPEL, R. C. M. Digiácomo, R. M. de Aguiar, J. S. Simões - CELESC, J. B. Anício, J. M. Filho, J. B. Zavaris - ESCELSA, C. F. Pereira, L. G. T. Neves - CERJ, G. S. Figueiredo - COELBA, M. B. Delgado, M. M. Nascimento, M. A. S. C. Carvalho - CEMIG, C. V. S. Malagodi, D. J. F. Squaiella - BANDEIRANTE, J. C. O. Aires - LIGHT, C. A. R. de Avellar – ABRADDEE

E-mail: uehara@pea.usp.br

Palavras-chave - Otimização, planejamento, qualidade, rede secundária..

Resumo - Este artigo apresenta uma metodologia para planejamento de investimentos em redes de distribuição de baixa tensão. Nesta metodologia, denominada planejamento agregado de investimentos, são propostas modelagens adequadas concernentes à representação da rede e da carga, da avaliação do desempenho operacional e evolução das redes. Com isto, viabiliza-se o planejamento de investimentos em macro regiões nos horizontes de médio e longo prazo, contemplando-se aspectos de economicidade e qualidade do serviço. A ABRADDEE (“Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica”) e o ENERQ/USP (“Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia da Universidade de São Paulo”) estabeleceram grupo de trabalho para implementação desta metodologia em ambiente computacional. Neste artigo são abordados as bases conceituais desta metodologia e os principais tópicos de desenvolvimento deste projeto. Um exemplo de aplicação ilustra a potencialidade da metodologia e do Programa desenvolvido.

1. INTRODUÇÃO

Os investimentos praticados no segmento de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (rede secundária) constituem-se num percentual significativo dos orçamentos das concessionárias de distribuição.

Neste contexto, este artigo apresenta uma metodologia que propõe modelagens originais na representação da rede e da carga, na avaliação do desempenho operacional e na estimativa de evolução das redes, que permitem aperfeiçoar os estudos dando-lhes subsídios adequados para avaliação do volume de investimentos requerido e dos aspectos de economicidade e qualidade de fornecimento. Esta metodologia foi implementada em um programa computacional denominado “SISPAI-BT”, desenvolvido por um grupo de trabalho estabelecido entre a ABRADDEE e o ENERQ/USP.

Os principais tópicos deste projeto são abordados nos itens seguintes.

2. PLANEJAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA

A rede secundária tem algumas características peculiares que leva a tratamentos diferenciados na abordagem de planejamento. Em áreas onde há grande concentração urbana o desenvolvimento da rede é complexo, estando à mercê de movimentos da dinâmica urbana.

O planejamento da rede secundária deve contemplar, ainda, as seguintes características:

- Grande número de circuitos: um alimentador primário urbano atende em média 100 transformadores de distribuição (as vezes mais de 200) o que implica neste número aproximado de redes secundárias;
- Dificuldade de Previsão; a área de influência de cada rede é de dimensões reduzidas, prejudicando a previsão individualizada de cada um destes circuitos.

Sendo o número de circuitos extremamente elevado, acarreta um grande volume de dados, necessitando-se de várias simulações de diversos cenários econômicos e de mercado, políticas alternativas de evolução tecnológica, mudanças de critérios de planejamento e de projeto.

Estas características indicam duas diretrizes básicas que devem ser privilegiadas:

- Modelos adequados de representação que permitam reduzir e avaliar de forma adequada toda rede secundária, sem perda significativa de precisão;
- Modelos otimizados de evolução de redes secundárias que contemplem os aspectos de economicidade e qualidade de serviço e que possam prover respostas rápidas a questões fundamentais como a determinação do volume mínimo de investimentos para se assegurar níveis pré-estabelecidos de qualidade de fornecimento.

Estas premissas são contempladas adequadamente na metodologia descrita nos itens seguintes.

3. MODELAGEM DA REDE E DA CARGA

Para modelagem da rede e da carga são definidos os seguintes elementos de apoio:

3.1. Região de Planejamento

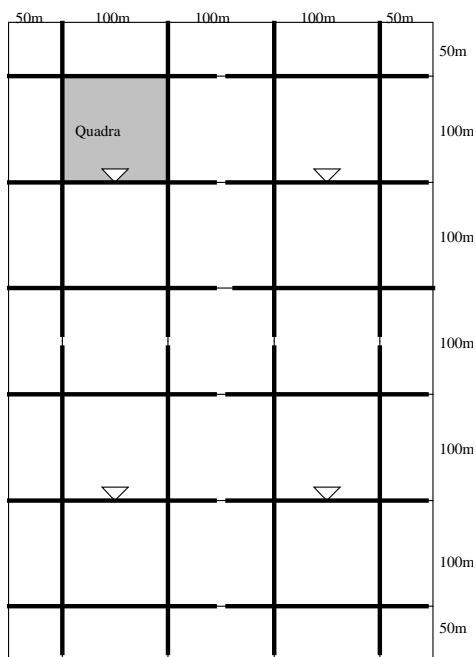
Consiste na área geográfica global que contém o mercado de energia elétrica a ser atendido durante todo o período de estudo pela rede de distribuição secundária.

3.2. Zona Homogênea

A região de planejamento pode ser subdividida em um mosaico de sub-regiões justapostas, sendo que cada uma destas apresenta características similares, tanto no aspecto da carga que atende, como da rede secundária. Cada zona homogênea é, por sua vez, constituída por conjuntos de áreas elementares adjacentes, conceituadas a seguir.

3.3. Área Elementar

Define-se área elementar como sendo uma área retangular com dimensões físicas pré-estabelecidas, composta por quadras e ruas atendidas pelas redes secundárias [1], [3], [5]. A figura 1 apresenta uma área elementar composta por 24 quadras de 100 m de frente de quadra cada uma, constituindo uma área total de 0.24 km² (600m x 400m) e 4800m lineares de rua.



Área Elementar com 24 quadras de 100 X 100 m, 4800 m lineares de ruas

Figura 1 - Exemplo de Área Elementar

3.4. Sistema Elementar de Distribuição Secundária - SEDS

Busca-se representar as redes secundárias através dos seus principais atributos (parâmetros técnicos, topológicos e operacionais) influentes na determinação dos investimentos. Entendendo-se como rede secundária: as instalações que incluem o transformador de distribuição e o circuito que alimenta, bem como os

equipamentos de proteção e conexão associados e as estruturas que o sustentam, é possível identificar os seguintes atributos que representam a rede e a carga: tensões nominais de MT e BT; configuração do circuito; densidade de carga; potência nominal do transformador; bitola dos condutores; fatores característicos da carga, inclusive taxa de crescimento. Uma rede assim caracterizada é um SEDS (Sistema Elementar de Distribuição Secundária), que permite a identificação de uma rede secundária através de um vetor, cujos componentes são os atributos apresentados [3].

3.5. Configurações de Redes Secundárias

Definida a área elementar, devem ser estabelecidas as possíveis configurações de rede secundária para seu suprimento. As configurações básicas consideradas pelo modelo são exibidas na figura 2. Nota-se, das figuras 1 e 2, que a configuração 1, por exemplo, permite a instalação de quatro circuitos secundários na área elementar (cada rede apresenta 1200m de comprimento nesta configuração).

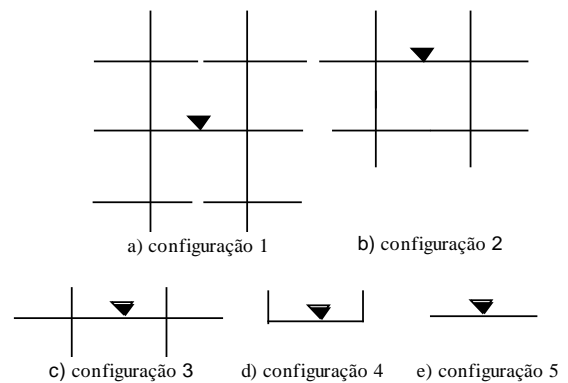


Figura 2 - Configurações de Rede

3.6. Série Padronizada de Condutores

Representa um conjunto de condutores caracterizados por atributos elétricos e econômicos utilizados no modelo de evolução, identificados por números seqüenciais e ordenados de forma crescente com o valor de suas bitolas e corrente máxima admissível.

3.7. Série Padronizada de Transformadores de Distribuição

Constitui um conjunto de transformadores caracterizados por atributos elétricos e econômicos utilizados no modelo de evolução das redes e ordenados de forma crescente com suas respectivas potências nominais.

3.8. Modelagem da Rede

O mercado de energia elétrica suprido pelas redes secundárias é representado por cargas uniformemente distribuídas nas zonas homogêneas, que apresentam a mesma taxa de crescimento durante o período de planejamento. A carga é modelada como sendo de corrente e fator de potência constante, independente da flutuação de tensão e caracterizada pelos parâmetros:

- Densidade de carga inicial dada em termos da demanda máxima diversificada por comprimento de rede secundária (kVA/m);
- Curva de crescimento anual da demanda na área elementar. O modelo permite a utilização de qualquer uma das seguintes curvas: linear, exponencial, parábola, logística e função dada por pontos.

3.9. Famílias de SEDS

Os SEDS com atributos similares podem ser agrupados em um conjunto, denominado família de SEDS. Cada família pode ser representada por um único SEDS representante, cujos descritores são determinados a partir dos atributos dos SEDS que compõem a família. Ressalta-se que atributos são parâmetros técnicos, topológicos e operacionais que caracterizam a rede e a carga utilizados para formação das famílias; descritores são parâmetros técnicos, topológicos e operacionais que caracterizam o SEDS representante daquela família.

Os atributos associados à rede (tensões nominais, potência nominal de transformadores, bitola e configurações das redes) regem a formação das famílias pelo seu próprio valor.

Os atributos associados a carga (densidade, taxa de crescimento e fator de carga) regem a formação das famílias através de dois ou mais intervalos de referência pré-estabelecidos pelo planejador.

Formadas as famílias, o valor de cada descritor do SEDS representante é a média ou a moda dos valores dos atributos dos SEDS membros, conforme o atributo seja de uma grandeza contínua (por exemplo: densidade de carga) ou discreta (por exemplo: bitola do condutor). No caso dos transformadores, a potência nominal do SEDS representante é determinada pela média das potências dos transformadores que constituem a família, aproximada para a potência nominal mais próxima da série padronizada. O processo para formação das famílias de SEDS baseia-se num critério que os agrupa conforme semelhança de atributos e adotando-se uma hierarquia na seguinte ordem:

- Tensões Nominais: MT / BT;
- Configuração da Rede;
- Densidade de Carga;
- Potência dos Transformadores de Distribuição;
- Bitola dos Condutores;
- Fatores característicos da carga.

A partir das famílias de SEDS formadas determinam-se as zonas homogêneas associadas, bem como a área de atendimento correspondente da seguinte forma:

- A partir do comprimento das redes reais constituintes da família, e do comprimento linear da área elementar (4800m) são determinadas as quantidades de áreas elementares associadas a cada família.
- Sendo conhecida a área de cada área elementar determina-se a área total da zona homogênea multiplicando-se a quantidade de áreas elementares

determinada no passo anterior pela área correspondente (no caso da figura 1, a área é de 0.24 km²).

Ao final deste processo de formação de famílias, ter-se-á toda a região em estudo subdividida em zonas homogêneas em relação à topologia da rede e ao mercado suprido.

4. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO OPERACIONAL

A carga é modelada como sendo de corrente e fator de potência constantes, independentes do nível de tensão. Esta hipótese permite a aplicação de teoremas de linearidade e superposição para o cálculo elétrico da rede. Nestas condições, pode-se demonstrar que a partir do cálculo elétrico para uma determinada condição de carregamento, assumida como referência, é possível obter-se os carregamentos, correntes e quedas de tensão para outras condições operativas, mediante aplicação de um fator de proporcionalidade entre a situação de carregamento em análise e a condição de referência.

Pode-se obter também, a partir dos coeficientes calculados na condição de referência, o valor das perdas nos trechos da rede e perdas globais que variam quadraticamente com o valor das novas cargas.

Desta forma, são determinados os valores de queda de tensão máxima, carregamento máximo de condutores, carga total e perda global para uma determinada situação de carga (o modelo considera a condição de referência onde a densidade de carga é de 1 kVA/m) e estes parâmetros operacionais poderão ser avaliados para qualquer outra situação de carregamento.

5. MÓDULO DE EVOLUÇÃO

A evolução da rede de distribuição secundária em uma zona homogênea é feita através da determinação dos descritores de cada um dos SEDS representantes das famílias a cada ano de estudo. Como o modelo considera que os fatores característicos da carga não se alteram durante o período de planejamento, e sendo a densidade e crescimento da carga uniformes em cada zona homogênea, segue que os descritores dos SEDS associados à carga ficam adequadamente caracterizados em todos os anos de estudo. Para caracterização completa dos descritores, restam aqueles associados à topologia da rede, constituindo na determinação de uma terna de estados definida pelo transformador de distribuição, bitola do cabo e configuração de rede. A partir das famílias de SEDS consideradas no ano inicial, a metodologia avalia qual o conjunto de SEDS em cada zona homogênea dado pelas ternas de rede (transformador de distribuição / condutor / configuração) e condições de carga em cada ano que resulta no mínimo custo global (investimentos, operacionais e de imperfeição de tensão) e que respeita os critérios técnicos.

Para tanto, devem ser definidos um conjunto de critérios e dados de entrada descritos a seguir.

5.1. Critérios Econômicos

A determinação do custo de cada alternativa de evolução de rede considera os seguintes critérios:

- A remuneração do capital é considerada através do parâmetro taxa de atualização do capital, e todos os custos e desembolsos efetuados durante o período de planejamento são referidos ao ano inicial, de forma a se obter o valor presente de todas as alternativas como referência para comparação econômica;
- Para o cálculo de amortização e depreciação de transformadores utiliza-se o método "Sinking Fund".
- O horizonte de estudo econômico é assumido igual ao horizonte de planejamento.

5.2. Critérios Técnicos

Os critérios técnicos que devem ser respeitados em todos os anos de estudo são estabelecidos impondo que:

- O carregamento máximo dos transformadores não deve exceder a limite previamente estabelecido;
- O carregamento dos condutores da rede secundária não deve exceder a limite previamente estabelecido;
- A queda de tensão, desde o ponto de suprimento no primário do transformador, até qualquer ponto da rede secundária não deve exceder a limite pré-estabelecido.

5.3. Dados Gerais

O módulo de evolução requer o seguinte conjunto de dados gerais:

- Taxa de juros e horizonte de estudo econômico;
- Custo de mão de obra para instalação e remoção de transformadores, custo do equipamento e vida útil;
- Dados de custos de redes secundárias (R\$/km);
- Custo unitário (R\$/m) para extensões de rede primária;
- Custo unitário para recondutoramento da rede secundária (R\$/km);
- Custo para operações de seccionamento e conexão da rede secundária (R\$/ponto seccionado ou conectado);
- Custo unitário mensal da demanda máxima (R\$/kW) e custo unitário da energia (R\$/kWh) para perdas;
- Dados de custo da energia não distribuída;
- Custo unitário da energia não distribuída (R\$/kWh);
- Horas de interrupção para instalação/substituição de transformadores e de redes secundárias;
- Taxa de indisponibilidade de transformadores e de redes por unidade de comprimento;
- Dados elétricos de transformadores e de redes;
- Dados para avaliação do custo da imperfeição de tensão: coeficientes da curva de custo da queda de tensão em função do nível de tensão.

5.4. Custos Operacionais

Os custos operacionais são os seguintes:

- Custo de instalação das redes secundárias e extensões de redes primárias;
- Custo de perdas elétricas nos transformadores de distribuição e na rede secundária;
- Custo de instalação de transformadores;
- Custo de substituição de transformadores;
- Custo de amortização e depreciação econômica dos transformadores de distribuição;
- Custo de recondutoramento da rede secundária;
- Custos associados à mudança de configuração da rede secundária (seccionamentos e conexões);
- Custo de energia não suprida devido às operações de manutenção corretiva em transformadores de distribuição e redes;
- Custo associado à imperfeição de tensão.

Em linhas gerais, o cálculo do custo de imperfeição de tensão considera as seguintes hipóteses:

- carga uniformemente distribuída ao longo da rede na área elementar;
- penalização da imperfeição de tensão, através do produto da energia atendida sob nível imperfeito de tensão, pelo correspondente valor dado por uma função "custo específico de imperfeição de tensão";
- função custo específico de imperfeição de tensão, definida para três intervalos de tensão (figura 3):
 - o primeiro, que representa uma condição de tensão de atendimento perfeita, onde o valor da função é nulo;
 - o segundo, que representa condições de tensão imperfeitas, onde o custo por kWh atendida é dado por uma função potência ($y=ax^b$), que é nula na vizinhança do primeiro intervalo e assume o valor da energia não distribuída na outra extremidade;
 - o terceiro, que representa condições de tensão inadmissíveis, onde o valor da imperfeição por kWh atendida é o valor da END.
- cálculo do custo de imperfeição de tensão, ao longo da rede durante todo o ciclo diário de carga, que considera dois patamares relativos a carga leve e a carga pesada.

Estes conceitos são ilustrados na figura 3.

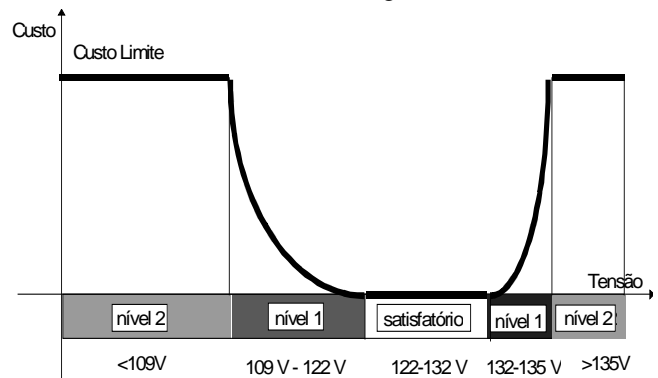


Fig. 3 - Custos Impostos para a Imperfeição de Tensão

O custo de imperfeição de tensão é calculado para todas as alternativas viáveis de evolução das redes secundárias avaliadas na competição para a determinação daquela de menor custo.

A composição dos custos acima permite a avaliação do custo total associado a uma dada alternativa de evolução em cada zona homogênea durante o período de planejamento.

5.5. Metodologia

No modelo adotado para a determinação da evolução ótima de redes secundárias, procede-se à geração conjunta de alternativas viáveis. As alternativas geradas são identificadas por uma *terna* de estados correspondente ao tipo de configuração da rede, bitola dos condutores e número e potência nominal dos transformadores.

Neste processo de otimização, utiliza-se um algoritmo de programação dinâmica [1] que consiste na eliminação gradual das alternativas de evolução descartando aquelas que tenham mesmos estados posteriores em relação a um dado ano limite e que apresentem maiores custos até então. O algoritmo é repetido até o ano horizonte quando estará definida a evolução ótima das redes secundárias em cada zona homogênea.

Com os resultados obtidos, pode-se agregar os investimentos associados a cada zona homogênea, através do somatório dos produtos das quantidades de áreas elementares correspondentes a cada uma das zonas consideradas, pelo investimento em transformadores e redes secundárias, obtendo-se o correspondente investimento anual através da seguinte expressão:

$$I(i, j) = \sum_{j=1}^q (I_{tr}(i, j) + I_r(i, j)) \cdot (A(j) / A_{elem}) (I)$$

Onde:

I (i,j)- Investimento no ano i na zona homogênea j;

A(j) - Área da zona homogênea j, em km²;

A_{elem} - Área elementar em km²;

I_{tr}(j) - Investimento em transformadores no ano i na zona homogênea j;

I_r(i,j)- Investimento em rede no ano i na zona homogênea j;

n - Ano horizonte;

q - Quantidade de zonas homogêneas;

A metodologia pode ser resumida nos seguintes itens:

- i. Fixa-se o horizonte de planejamento;
- ii. Identifica-se, na região de planejamento, Família de SEDS, SEDS representantes e Zonas Homogêneas constituintes da região de planejamento;
- iii. Fixa primeira zona homogênea;
- iv. Utilização do algoritmo de evolução de redes otimizado por técnicas de programação dinâmica;
- v. Armazena obras proposta para a zona homogênea;
- vi. Fixa, caso houver, zona homogênea seguinte repetindo-se passos descritos nos itens iv e v;

vii. Formulação do plano de investimentos a partir da agregação dos resultados em cada zona homogênea.

A metodologia apresentada nos itens 3 a 5 foi implementada num Programa computacional denominado "SISPAI-BT" desenvolvido em parceria entre o ENERQ/USP e a ABRADDEE. Este programa viabiliza o planejamento de investimento das redes secundárias em horizontes de médio e longo prazo associados a níveis de qualidade, considerando-se indicadores como nível de tensão, carregamento e índice de perdas.

Nos próximos itens são dissecados alguns tópicos concernentes à operacionalização da metodologia e apresentado um exemplo de aplicação.

6. OPERACIONALIZAÇÃO DA METODOLOGIA

6.1. A Dificuldade de Manutenção de uma Base de Dados Cadastral

A determinação conveniente das famílias de redes secundárias pressupõe que sejam conhecidas as principais características topológicas, técnicas e operacionais para cada rede individualizada, ou seja, devem ser conhecidos: potência nominal do transformador de distribuição, bitola do condutor, comprimento da rede secundária, demanda atendida, bem como a taxa de crescimento correspondente.

Não obstante a expressiva melhoria que as Concessionárias de Distribuição tem obtido no que concerne a atualizações das bases de dados cadastrais, o gerenciamento da rede de distribuição em baixa tensão ainda apresenta dificuldades consideráveis para manutenção de um banco de dados com este nível de detalhamento, quer pelo grande número de circuitos envolvidos, quer pelas constantes intervenções verificadas neste segmento. Visando contornar esta dificuldade, a implementação desta metodologia no âmbito das concessionárias da ABRADDEE apresenta flexibilidade suficiente para efetuar a classificação das redes secundárias em famílias tanto para as Empresas que possuem banco de dados com o grau requerido de detalhamento das redes BT quanto para Empresas que não possuem dados suficientemente completos, para tanto valendo-se de padrões de rede, quantidade de cada padrão segmentada por tipo de área de atendimento (urbana, rural, entre outras) e métodos de distribuição estatística.

Este procedimento caracteriza-se em, a partir dos dados dos alimentadores de média tensão (onde os dados cadastrais associados são, em geral, bem mais confiáveis), gerar a quantidade total de redes secundárias, caracterizadas pelos respectivos padrões típicos e/ou mais frequentes, uma vez que, estes padrões são, em geral, padronizados pelas Empresas, principalmente, no tocante à bitola dos cabos (normalmente associada à potência nominal do transformador de distribuição e a área de atendimento, se rural ou urbana), bem como os comprimentos médios das tipologias de rede, função basicamente das características da área de atendimento.

Este procedimento é detalhado no sub-item seguinte.

6.1.1. Geração de Redes Secundárias

Neste processo, é fundamental que se conheça a quantidade total de transformadores de distribuição bem como a demanda máxima correspondente. Uma forma de se efetuar esta estimativa é a partir da quantidade de pontos de carga (transformadores de distribuição e transformadores de consumidores primários) de cada alimentador primário (em geral, dado disponível com relativa facilidade dos sistemas de gerência de rede das Empresas). Também devem ser fornecidos os padrões de rede secundária, caracterizados em função da área de atendimento (por exemplo, urbana, rural ou de cooperativa) do transformador de distribuição, bitola e comprimento da rede.

Devem ser disponibilizados, para cada Empresa, a quantidade total de transformadores de distribuição e a quantidade de transformadores de consumidores primários.

Desta forma, determina-se o percentual da quantidade de transformadores de distribuição em relação à quantidade total de pontos de carga que, em princípio, será admitida única para todos os alimentadores primários da Empresa.

Para cada uma das áreas de atendimento, sendo conhecidas as quantidades de transformadores por potência nominal, viabiliza-se uma estimativa de cálculo da porcentagem de transformadores de cada potência, em função da área de atendimento.

Deve-se efetuar uma estimativa da proporção de carga média global (carga de média tensão ou carga de baixa tensão) da Empresa, podendo-se utilizar a demanda máxima ou o consumo de energia (este último tende a ser um parâmetro mais confiável pois provém do faturamento da Empresa). Esta relação percentual entre a carga de baixa tensão e a carga global é também admitida única para todos os alimentadores primários.

Do exposto anteriormente, propôs-se o seguinte procedimento para geração das redes secundárias:

- Para cada alimentador primário da Empresa, a partir da demanda total associada e respectivo número de pontos, estima-se o percentual de carga associada à rede BT, a quantidade de pontos de carga vinculada a transformadores de distribuição e a quantidade associada a transformadores de consumidores primários. Ou seja, mantém-se esta proporção para todos os alimentadores, considerando-se as médias globais da Empresa quanto ao número de pontos e carga suprida;
- Conhecidos o total de pontos de carga de cada alimentador primário correspondente a transformadores de distribuição, estima-se a quantidade de transformadores de cada potência nominal considerada através dos percentuais de cada transformador em relação ao total de transformadores;
- Com a carga de baixa tensão definida, estima-se um fator de utilização médio dos transformadores de distribuição do alimentador considerado, dividindo-

se a carga de baixa tensão pela potência instalada dos transformadores de distribuição;

- Para o carregamento médio obtido no passo anterior, na etapa de geração das redes secundárias, para cada alimentador admite-se que a quantidade de transformadores de distribuição com relação ao carregamento, apresenta um desvio padrão específico (por exemplo, 10%, 20%, 25% e 30%) em relação à média segundo uma distribuição normal;
- Sendo conhecidos os padrões de rede secundária da Empresa, bem como a proporção de cada padrão em relação ao total, são geradas a quantidade de redes secundárias estimadas da Empresa caracterizadas por: potência nominal dos transformadores de distribuição com as redes secundárias típicas associadas (cabos e comprimentos médios), bem como os carregamentos e taxas de crescimento médias;

Evidentemente, pode não haver uma perfeita sintonia entre redes reais existentes e os modelos de redes obtidos segundo método descrito anteriormente, entretanto, avalia-se que as naturais compensações que se manifestam quando se trata de muitos circuitos devem compensar de modo satisfatório as diferenças encontradas.

6.2. Aspectos Complementares

A utilização da metodologia prevê uma etapa inicial de cadastramento das redes secundárias das Empresas que inclui um conjunto de dados técnicos, topológicos e operacionais (basicamente os atributos no item 3.4), além de outros dados gerenciais, como, por exemplo, o código de instalação, alimentador primário e regional (ou departamento de gerência similar) associada a rede em análise.

O software “SISPAI-BT” apresenta flexibilidade para importar este volume de dados a partir de arquivos de dados em diversos formatos distintos, como arquivos textos (extensão “.txt”), planilhas do “Microsoft Excel” (extensão “.xls”), arquivos em formato “.dbf”, bancos de dados do “Microsoft ACCESS”, ou mesmo potencialidade para efetuar a importação diretamente nos sistemas de gerência de dados da Empresa, eventualmente, cadastrado em bancos de dados de grande porte (por exemplo, ORACLE).

A disponibilidade deste volume de dados, previamente importado ou, alternativamente, gerado conforme processo descrito no item 6.1.1, é cadastrado num banco de dados específico do Programa, apto para ser utilizado nos diversos módulos.

O processo de representação das redes secundárias, calcado no conceito de formação de famílias, inclui alguns parâmetros de relativa dificuldade de levantamento, entre eles a densidade de carga de cada rede individualizada e a utilização de modelos de rede concernentes à respectiva configuração (em princípio, os modelos apresentados no item 3.5).

A demanda máxima de cada rede pode ser um dado de entrada fornecida pela Empresa ou um valor estimado

segmento procedimento descrito no item 6.1.1. A densidade de carga para cada rede secundária pode ser estimada considerando-se a respectiva demanda pelo comprimento correspondente.

No processo de formação de famílias, o atributo densidade de carga é utilizado no processo de classificação a partir do estabelecimento de intervalos de referência adequados, onde o intuito é viabilizar o agrupamento de redes que apresentem um carregamento compatível, evitando, desta forma, formação de famílias onde, eventualmente, compareçam, redes com baixo e alto carregamento.

Estabelecer estes intervalos de referência como dado de entrada tende a ser tarefa complexa. Deste modo, a metodologia apresenta flexibilidade para o estabelecimento, de modo automatizado, de intervalos adequados de definição da densidade de carga das redes secundárias das Empresas, de modo que cada um destes intervalos congregue um número similar de redes. Este parâmetro é configurável, podendo ser ajustados outros intervalos que não este (admitido como “default”), caso o planejador julgue conveniente.

Quanto aos modelos de configuração de redes secundárias utilizados, o Programa também prevê a criação de configurações de redes alternativas (até 5 configurações alternativas totalizando um número máximo de 10 configurações, incluindo as 5 inicialmente considerados pelo modelo).

A metodologia contempla a proposição de investimentos em áreas existentes (com redes já instaladas) e em novas áreas de atendimento. O crescimento da carga em áreas existentes é explicado pela taxa de crescimento vertical, ao passo que o crescimento da carga em áreas novas é explicado pela taxa de crescimento horizontal (ambas estimadas em valores anuais). Ressalta-se que áreas novas correspondem a áreas de expansão ainda não eletrificadas. Portanto, o atendimento da carga prevista nestas áreas implica necessariamente na instalação de redes novas. Já nas áreas existentes, o crescimento da carga corresponde a um incremento da carga do conjunto dos consumidores atendidos e dos novos consumidores que surgem nestas áreas, e as obras correspondentes consistem, basicamente, em intervenções nas redes já instaladas (troca dos transformadores de distribuição existentes por outros de maior capacidade ou instalação de novos transformadores; divisão dos circuitos secundários ou recondutoramento dos condutores).

Desta forma, um parâmetro que pode influir significativamente nos resultados é a taxa de crescimento horizontal das redes secundárias (parâmetro em geral de difícil aferição). Este parâmetro é também configurável de modo a permitir análises de sensibilidade por parte do planejador, subsidiando estudos de avaliação de investimentos em áreas existentes e áreas novas.

Por outro lado, o conhecimento das regionais a qual cada rede secundária cadastrada pertence permite estimar, para cada família e para o sistema como um todo, o volume de investimentos destinado a cada regional.

A composição destes valores viabilizará uma estimativa do volume de investimentos destinado a cada regional bem como uma estimativa de evolução dos principais indicadores de desempenho operacional correspondente (perdas, queda de tensão, parâmetros de continuidade).

O módulo de evolução é fundamentado na técnica de programação dinâmica que determina para cada família, a rede que minimiza os custos totais (incluindo investimento, perdas e imperfeição de tensão), ao longo do período de planejamento. Em princípio, esta técnica fornece um resultado específico para cada família, desvinculado da disponibilidade orçamentária nos anos em que são propostas intervenções na rede. Este aspecto pode gerar incompatibilidades com a disponibilidade orçamentária estabelecida para cada ano de planejamento.

No software de utilização, esta técnica foi adaptada de modo a compatibilizar a solução proposta com a dotação orçamentária anual fixada pelo planejador. Basicamente, em casos de restrição orçamentária, o Programa inicialmente efetua uma ordenação das famílias (associadas a uma zona homogênea específica) em ordem decrescente dos investimentos propostos. Fixa inicialmente a primeira família e buscam-se outras soluções que não incorram em investimentos na rede no ano em que se verificam restrições orçamentárias. Caso seja possível a proposição de outras soluções compatíveis com o volume orçamentário de todos os anos em análise, esta nova solução é indicada, do contrário preserva-se a solução inicial. Repete-se o processo para as demais famílias até que todos os orçamentos anuais sejam respeitados. Caso não existam soluções alternativas para as famílias contempladas nestes casos em que se verificam restrições orçamentárias, caracteriza-se uma situação de colapso por insuficiência de orçamento.

Como exemplo, suponha que para uma determinada família de SEDS duas das soluções possíveis sejam as indicadas na “árvore de estados” mostrada na figura 4.

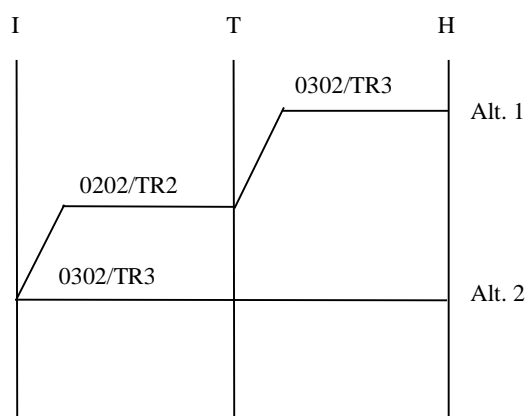


Fig. 4 – Exemplo de soluções possíveis

No ano inicial (ano I) a rede existente desta família apresenta configuração 2, bitola de índice 2 (por exemplo 1/0 AWG) e transformador de índice 2 (por exemplo, 30 kVA). Esta rede apresenta o ano T como limite, onde a transgressão de algum critério técnico impõe a alteração desta rede para outra que atenda todos os critérios, por

exemplo a rede de configuração 3, bitola 2 e transformador de índice 3 (por exemplo, 45 kVA), o que constitui a alternativa 1. Supondo que o Programa indique como melhor solução a alternativa 2, que antecipa os investimentos para o ano inicial (alteração da rede inicial para outra de configuração 3, bitola 2 e transformador de 45 kVA e manutenção desta rede até o ano horizonte), e supondo que se verifique restrição orçamentária no ano inicial, foram estabelecidos mecanismos que permitam ao Programa indicar outras soluções, como, por exemplo, a alternativa 1, que mantém a rede existente até o ano limite quando é proposta a alteração desta rede para outra que atenda todos os critérios.

Este mecanismo é avaliado em todos os anos de estudo, de modo a compatibilizar a solução proposta com o correspondente orçamento fixado.

7. PLANEJAMENTO AGREGADO DE INVESTIMENTOS E CUSTOS MARGINAIS

Os custos marginais de expansão de capacidade, no âmbito do setor elétrico, representam uma estimativa de custos para o atendimento de uma unidade adicional de demanda (kW) no horário de ponta, ao longo dos seus diversos segmentos, incluindo a própria rede a que está ligada a carga e todos os níveis a montante.

O Programa “SISPAI-BT” possibilita o cálculo dos custos marginais de expansão das redes secundárias de distribuição. Ressalta-se que os custos marginais são estimados com base no fluxo de investimentos proposto nos transformadores de distribuição e nas redes.

Neste cálculo, adota-se a metodologia do Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP), que faz uma aproximação do custo marginal com base no custo médio da expansão prevista [11]. O CIMLP é dado pela seguinte fórmula:

$$CIMLP = \sum_{a=1}^h \frac{\Delta Ia \cdot (1+j)^{-a}}{\Delta Pa \cdot (1+j)^{-a}} \quad (2)$$

Onde:

a: ano de estudo;

h: horizonte de estudo;

ΔIa : investimentos no sistema elétrico para o ano “a”;

ΔPa : acréscimo de demanda no ano “a”;

j: taxa de atualização do capital.

O custo marginal é determinado a partir do cálculo do CIMLP considerando-se a taxa de antecipação dos investimentos, uma vez que estes são propostos durante o período de planejamento. Essa taxa considera as despesas de capital, a depreciação e os custos referentes à operação e manutenção (O&M), sendo determinada pela somatória das taxas correspondentes a cada uma das 3 parcelas anteriores.

Com estas considerações determina-se o custo marginal de expansão para cada um dos cenários considerados no planejamento, dado por:

$$CustoMarginal = CIMLP \cdot (Tx. de Antecipação) \quad (3)$$

8. EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Neste item apresenta-se um exemplo de aplicação associado a uma concessionária de distribuição que inclui aproximadamente 40000 transformadores de distribuição e redes secundárias associadas, resultando uma potência instalada aproximada de 2000 MVA e suprimindo uma demanda máxima estimada de 1300 MVA.

8.1. Bitola dos Condutores

Verificou-se predominância de dois padrões de bitola dos condutores da rede secundária, quais sejam, os cabos 3/0 AWG e 336 MCM sendo estes os cabos considerados no processo de formação de famílias.

8.2. Transformadores de Distribuição

Foram verificados diversos valores de potência nominal. Porém, cerca de 80% do total dos transformadores apresentavam uma dentre as seguintes potências: 15; 30; 45; 75; 112.5 ou 150 kVA. Desta forma, considerou-se somente estas potências nominais na formação de famílias, agrupando-se as redes com transformadores de outras potências àquela mais próxima das consideradas.

8.3. Configurações de Redes Secundárias

O critério para associação das redes reais aos modelos de rede considerados na metodologia foi o comprimento de cada rede real, obtidos do sistema de gerência de redes da Empresa. Sendo conhecidos os comprimentos de cada configuração típica considerada no modelo, o estabelecimento de intervalos adequados de comprimentos das redes reais permitiu a associação destas às configurações previamente estabelecidas.

8.4. Densidade de Carga

A densidade linear de carga foi calculada, para cada rede real, pela relação entre o valor de demanda máxima de cada transformador de distribuição, obtido do sistema de gerência de rede da concessionária, pelo comprimento da rede secundária associada. Nos processamentos efetuados foram estabelecidas 4 faixas de referência para densidade linear de carga no processo de formação de famílias, definidas após verificação de que cada uma delas incluía um percentual significativo do total de redes reais.

As faixas escolhidas foram:

- Faixa 1: Densidade Linear inferior a 0.0609 kVA/m (28.4% do total de redes secundárias reais);
- Faixa 2: Densidade Linear entre a 0.0609 kVA/m e 0.12 kVA/m (20.8% do total de redes secundárias reais);
- Faixa 3: Densidade Linear entre a 0.12 kVA/m e 0.21 kVA/m (25.40% do total de redes reais);
- Faixa 4: Densidade Linear superior a 0.21 kVA/m (25.4% do total de redes reais).

8.5. Demais Atributos

Os fatores característicos da carga (fator de carga, fator de potência, fator de perdas, relação entre carga leve e carga pesada) foram considerados iguais para todas as redes secundárias, obtidos a partir dos valores globais da Empresa. A taxa de crescimento da carga também foi obtida a partir dos estudos de mercado realizados pela concessionária, estimada em aproximadamente 3% a.a, com 70% deste crescimento fixado para áreas existentes e 30% em áreas novas.

8.6. Formação de Famílias de Redes Secundárias

A formação de famílias de redes secundárias foi orientada na seguinte hierarquia e com base nos seguintes critérios:

- Configuração de Redes: 5 configurações básicas consideradas no modelo (figura 2) sendo as redes reais associadas a uma destas configurações;
- Densidade Linear de Carga: 4 faixas de densidades de carga conforme item 8.4;
- Transformadores de Distribuição: Associaram-se as potências nominais reais às 6 potências nominais mais próximas da série padronizada;
- Bitola dos Condutores: Foram consideradas as bitolas 336 MCM e 3/0 AWG, não obstante esta última não ser mais um padrão de projeto, foi considerada devido a grande quantidade de redes reais com esta bitola. Na etapa de evolução, definiu-se os cabos 336 MCM e 1/0 AWG como padrões de bitolas de novas redes secundárias.

A figura 5 ilustra a tela do Programa “SISPAI-BT” para formação de famílias de redes secundárias.

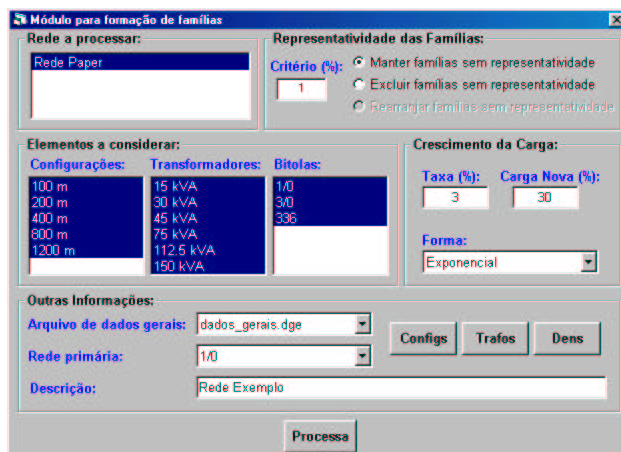


Figura 5 - Tela do Programa SISPAI-BT para Formação de Famílias

Este conjunto de atributos levou à formação de 307 famílias de redes secundárias (portanto, uma média entre 100 e 150 redes por família) e a cada uma delas associada uma “Zona Homogênea” com correspondente quantidade de áreas elementares, e sem qualquer restrição quanto ao número de famílias inicialmente obtido.

8.7. Resultados Obtidos

A partir dos dados apresentados nos itens anteriores, foi possível a determinação do volume de investimentos no sistema de baixa tensão da concessionária. Restringiu-se o orçamento no ano inicial em 30 milhões de R\$, liberando-o nos anos subsequentes.

Os resultados finais obtidos são apresentados na tabela 1.

TABELA 1: RESULTADOS OBTIDOS

Ano	Trafos MT/BT (1000 RS)	Rede BT (1000 RS)	Total (1000 RS)
2002	21171.28	4742.68	25913.96
2003	2119.99	4363.9	6483.89
2004	619.85	4141.95	4761.80
2005	926.70	19759.5	20686.20
2006	1629.68	11670.6	13300.28
2007	1071.02	12779.27	13850.29
2008	957.81	5494.59	6452.40
2009	471.40	2664.09	3135.49
2010	4197.36	2853.33	7050.69
2011	1006.50	3840.8	4847.30
Total	34171.59	72310.71	106482.30

Observa-se que boa parte dos investimentos é proposto no ano inicial o que sinaliza a adequação da rede existente às condições de carregamento.

Há uma boa parte dos investimentos que devem ser alocados entre o 4º e 5º ano de estudo, principalmente em condutores das redes secundárias (boa parte destes investimentos correspondem a reconduzimentos da rede existentes, o que parece indicar esgotamento da capacidade correspondente).

Outro aspecto interessante é que o investimento em redes é bem superior ao investimento em transformadores, o que parece indicar que as transgressões de critérios técnicos de queda de tensão e carregamento dos circuitos secundários são mais críticos que o critério de carregamento nos transformadores de distribuição.

É importante ressaltar que a filosofia do planejamento agregado está baseada no conceito de famílias de SEDS, conforme descrito no item 3.9. Evidentemente, os investimentos propostos anualmente representam resultados médios. Como instrumento de subsídio à formulação de planos indicativos de investimentos das Empresas, os resultados iniciais obtidos segundo concepção da metodologia de planejamento agregado de investimentos, devem ser ajustados de modo a uniformizar os investimentos propostos durante o período de planejamento.

A figura 6 mostra a tela de resultados do Programa “SISPAI-BT” que ilustra os investimentos totais propostos na simulação.

Família	Perda Inicial	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
302	0101-112.5	120,939							
303	0102-112.5	38,672							
304	0101-150	1,587,610							
305	0102-150	15,360	16,438						
306	0103-150	10,260							
307	0101-150	41,040							
308		2,771,055							
309			2,858,067						
310				2,847,010					
311					3,040,371				
312						3,135,839			
313							3,234,304		
314								3,335,861	
315									3,181,76
316									
317									
Total(R\$)		26,994,603	6,778,917	4,995,127	26,959,582	13,587,699	14,179,609	6,721,639	3,331,13

Figura 6 - Tela do Programa SISPA-BT com os Resultados dos Investimentos Totais Relativos à Simulação

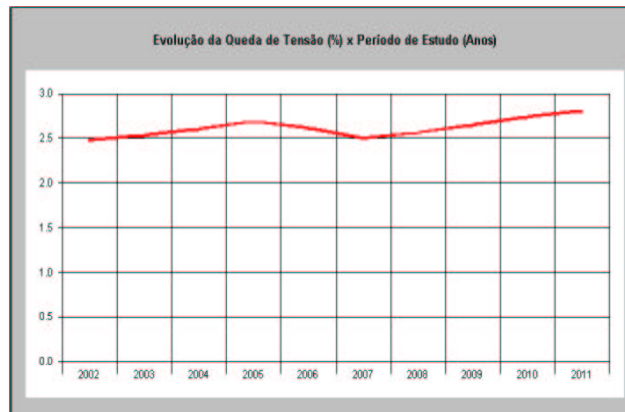


Figura 8: Evolução da Queda de Tensão Global (%) do Sistema (Todas as Famílias) Durante o Período de Estudo

8.8. Avaliações de Desempenho Operacional

Com o software de simulação “SISPAI-BT” é possível efetuar-se uma série de avaliações dos principais parâmetros de desempenho operacional da rede de distribuição secundária.

Para o caso exposto apresenta-se na figura 7 a evolução das perdas técnicas de energia ao longo do período de planejamento para uma das famílias formadas.

Esta família principia no ano inicial com a rede de configuração 1 (1200 m de comprimento) cabo bitola 3/0 AWG e transformador de 150 kVA. Durante o período de 2002 a 2009, as perdas técnicas de energia variam de 1.5% a aproximadamente 2.0% da energia total fornecida no âmbito desta família. No ano de 2010, foi proposta uma intervenção na rede, alterando-se a configuração para a do tipo 2 (800 m de comprimento), propiciando uma redução das perdas técnicas para aproximadamente 1.5% (redução aproximada de 25% das perdas de técnicas de energia com esta obra).

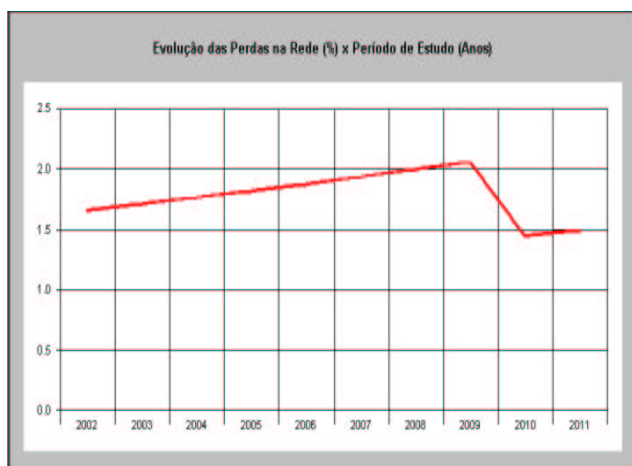


Figura 7: Evolução das Perdas Técnicas de Energia (%) para Uma das Família

A figura 8 mostra a evolução da queda de tensão global da Empresa (considerando-se a avaliação de todas as famílias formadas) durante o período de planejamento.

8.9. Cálculo dos Custos Marginais de Expansão

Com o volume de investimentos proposto pelo Programa e com os carregamentos globais da Empresa calculados (dado disponibilizado pelo Programa para todos os anos do período de planejamento) viabiliza-se o cálculo dos respectivos custos marginais de expansão das redes secundárias de distribuição da Empresa.

Considerando-se os investimentos propostos no exemplo de aplicação e as correspondentes demandas máximas calculadas obtém-se os resultados expostos nas tabelas 3, 4 e 5.

A tabela 3 exhibe os investimentos em transformadores de distribuição e rede (circuitos de baixa tensão) obtidos, além das demandas e correspondentes variações em todos os anos de planejamento.

A tabela 4 exhibe os investimentos e demandas exibidos na tabela 3 anualizados considerando-se: taxa de atualização de 15%, taxa de depreciação de dos equipamentos de 5% e taxa de operação e manutenção de 4%.

A tabela 5 exhibe os investimentos e variações de demanda calculados em valor presente.

TABELA 2

INVESTIMENTOS E CARREGAMENTOS OBTIDOS

Ano	Investimentos (1000 R\$)		Demandas (MW)	
	Trafos MT / BT	Rede BT	Passante	Variação
2000	21171.28	4742.68	1297	50
2001	2119.99	4363.9	1350	53
2002	619.85	4141.95	1405	55
2003	926.70	19759.5	1461	56
2004	1629.68	11670.6	1521	60
2005	1071.02	12779.27	1582	61
2006	957.81	5494.59	1646	64
2007	471.40	2664.09	1712	66
2008	4197.36	2853.33	1781	69
2009	1006.50	3840.8	1852	71
Total	34171.59	72310.71	-	-

TABELA 3
INVESTIMENTOS ANUALIZADOS

Investimentos Anualizados (1000 R\$)			
Ano	Trafos MT/BT	Rede BT	Investimentos Total
2000	5081.11	1138.24	6219.35
2001	508.80	1047.34	1556.13
2002	148.76	994.07	1142.83
2003	222.41	4742.28	4964.69
2004	391.12	2800.94	3192.07
2005	257.04	3067.02	3324.07
2006	229.87	1318.70	1548.58
2007	113.14	639.38	752.52
2008	1007.37	684.80	1692.17
2009	241.56	921.79	1163.35
Total	8201.18	17354.57	25555.75

TABELA 4
INVESTIMENTOS ANUALIZADOS (VALOR PRESENTE) E
VARIACÕES DE DEMANDA

Ano	Valor Presente (1000 R\$)			Variação (MW)
	Trafos MT/BT	Rede Secund.	Investim. Total	
2000	5081.11	1138.24	6219.35	50.00
2001	442.43	910.73	1353.16	46.09
2002	112.49	751.66	864.15	41.59
2003	146.24	3118.13	3264.36	36.82
2004	223.63	1601.45	1825.07	34.31
2005	127.80	1524.85	1652.65	30.33
2006	99.38	570.11	669.49	27.67
2007	42.53	240.37	282.90	24.81
2008	329.31	223.86	553.17	22.56
2009	68.67	262.03	330.70	20.18
Total	6673.58	10341.43	17015.01	334.35

Sendo C. Marg. – Custo Marginal, segue que:

C. Marg. (Trafos) = $6673.58/334.35 = 19.96$ R\$/kW

C. Marg. (Rede BT) = $10341.43/334.35 = 30.93$ R\$/kW

C. Marg. (Total) = $17015.01/334.35 = 50.89$ R\$/Kw

9. COMENTÁRIOS ADICIONAIS

A metodologia apresentada neste artigo e implementada no Programa “SISPAI-BT” reveste-se de grande importância no contexto do setor elétrico, pela ausência de ambientes computacionais que contemplem adequadamente o segmento de distribuição, principalmente em horizontes de longo prazo, pela necessidade de avaliação efetiva de indicadores de desempenho para atividade de planejamento e para

cálculo dos custos marginais, que podem ser utilizados para diversos estudos técnico-econômicos bem como para fins de estudos tarifários.

Neste contexto, avalia-se que a metodologia de Planejamento Agregado de Investimentos e a respectiva implementação por meio do Programa “SISPAI-BT” proporcionará importantes contribuições ao planejamento da expansão das redes de baixa tensão das Empresas, conforme observado nos itens seguintes.

9.1. Determinação das Necessidades de Investimentos nas Redes de Baixa Tensão

A metodologia apresentada parte de modelagens adequadas concernentes à representação da carga, avaliação de desempenho operacional e modelo de evolução das redes secundárias e propõe planos de investimentos fundamentados em conceitos de otimização (determina-se a evolução de redes que minimiza os custos totais respeitando os critérios técnicos previamente estabelecidos). Os resultados obtidos podem subsidiar os estudos do planejador na formulação de políticas de expansão que espelhem as reais necessidades de investimentos nas redes de baixa tensão da Empresa.

9.2. Regionalização dos Investimentos Propostos

Na evolução de cada família proposta é possível determinar-se a quantidade de elementos pertencentes a cada regional da Empresa. O modelo admite que, em termos médios, todos os elementos da família apresentam uma evolução aproximada em consonância com a do SEDS representante da família. Isto permite que o investimento proposto no âmbito da família, bem como o montante global do sistema (considerando-se os investimentos em todas as famílias) possa ser alocado a cada regional da Empresa, o que permite refinar os estudos correlatos. Raciocínio análogo pode ser estendido a avaliação dos principais indicadores de desempenho operacional (perdas, carregamento, queda de tensão, entre outros) no âmbito de cada regional considerada.

9.3. Separação de Custos em Áreas Existentes e em Novas Áreas de Atendimento

Na evolução de redes proposta pelo modelo avaliam-se as famílias formadas (representam as redes existentes no ano inicial), balizadas pelo crescimento vertical da carga e as redes estimadas em novas áreas de atendimento, balizadas pelo crescimento horizontal da carga. Desta forma, o modelo pode subsidiar a estimativa de investimentos tanto em áreas existentes quanto em novas áreas de atendimento.

9.4. Subsídios para Cálculo dos Custos Marginais de Expansão das Redes BT

A metodologia propõe planos de investimentos fundamentados em conceitos de otimização. Com o mercado suprido (carregamento global do sistema) além de taxas adequadas de atualização, depreciação dos equipamentos e operação e manutenção estimadas pela Empresa, viabiliza-se o cálculo dos custos marginais de expansão das redes secundárias utilizando-se a

metodologia do custo incremental médio de longo prazo (CIMLP). O custo marginal é um parâmetro de fundamental importância na definição do nível tarifário, mas que pode subsidiar diversos estudos relacionados à distribuição de energia elétrica.

9.5. Avaliação dos Principais Indicadores de Desempenho Operacional

O software “SISPAI-BT” inclui uma seção de relatórios técnicos que permite avaliar a evolução dos principais indicadores de qualidade (queda de tensão, carregamento, perdas técnicas de energia e de demanda, entre outros) durante o período de planejamento, tanto em termos absolutos quanto em valores percentuais. Estes resultados são fornecidos em valores individualizados por famílias de SEDS ou em valores globais para toda a Empresa.

10. CONCLUSÃO

A metodologia de planejamento agregado de investimentos proposta está alicerçada em 2 tópicos principais:

- Um modelo adequado de representação de redes secundárias, que viabiliza a representação de macro-regiões de planejamento por famílias de redes típicas, permitindo analisar um número significativamente menor de redes secundárias, sendo os resultados correspondentes generalizados para toda a região de estudo sem perda significativa de precisão;
- Um modelo otimizado de evolução de redes secundárias, onde, a partir da modelagem por famílias obtida no passo anterior, é determinada a evolução de redes que minimiza os custos totais com respeito aos critérios técnicos pré-estabelecidos.

Entende-se que a modelagem da rede secundária através de famílias é bastante adequada, pela numerosa quantidade de redes secundárias existente numa área de concessão e pelo relativo pequeno número de seus principais atributos.

Quanto ao modelo de evolução, são analisadas todas as combinações de redes possíveis para suprimento da carga, sendo determinada aquela de mínimo custo total, que respeita os critérios técnicos estabelecidos e contempla todas as parcelas de custos (investimento, operacionais, imperfeição de tensão e de serviços) relevantes, de modo eficiente em termos de processamento em microcomputador, devido a otimização propiciada pelo modelo de programação dinâmica.

11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Kagan, N. Planejamento de Redes Secundárias de Distribuição - Uma Abordagem por Programação Dinâmica, Dissertação de Mestrado. EPUSP, 1988.
- [2] Gouvea, M. R. - “Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”. Tese de

Doutoramento, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1993.

- [3] Antunes, A. U. - “Metodologia para Planejamento Agregado de Investimentos em Redes de Distribuição Secundárias”. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1999.
- [4] CODI - “Representação das Redes de Distribuição Secundárias Aéreas em Famílias”. Relatório CODI 3.2.19.23, 1995.
- [5] CODI - “Especificação do Modelo de Evolução de Redes Secundárias Aéreas de Distribuição – Horizonte de Médio Prazo”. Relatório CODI, 3.2.19.31.0, 1996.
- [6] CODI - “Metodologia para Avaliação dos Investimentos em Redes Secundárias Aéreas no Horizonte de Médio e de Longo Prazo”. Relatório CODI, 3.2.19.32.0, 1996.
- [7] ABRADDEE - “Conceituação, Análise e Importância dos Custos Marginais”. Relatório ABRADDEE, 19.36, 2001.
- [8] ABRADDEE - “Conceituação e Análise de Custos de Produção e Transmissão de Energia Elétrica e Aplicação para as Redes de Distribuição”. Relatório ABRADDEE, 19.37, 2001.
- [9] ABRADDEE - “Conceituação e Análise da Dinâmica de Expansão do Mercado”. Relatório ABRADDEE, 19.38, 2002.
- [10] ABRADDEE - “Análise Crítica da Metodologia das Leis de Quantidade de Obras”. Relatório ABRADDEE, 19.39, 2002.
- [11] ABRADDEE - “Especificação de Modelos para o Cálculo de Custos Marginais de Expansão das Redes de Distribuição”. Relatório ABRADDEE, 19.40, 2002.
- [12] ABRADDEE - “Quantificação Econômica de Insumos com o Estabelecimento de Agregados de Obra, Custos Unitários e Custos das Perdas Técnicas”. Relatório ABRADDEE, 19.41, 2002.
- [13] ABRADDEE - “Quantificação Econômica de Insumos Sobre os Custos da Interrupção e da Imperfeição da Tensão”. Relatório ABRADDEE, 19.42, 2002.