



**XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil**

| | |
|--------------------------------|--|
| Blunio Elias da Silva | Bruno Hercilio de Andrade Catao |
| CEMIG Distribuição S.A. | CEMIG Distribuição S.A. |
| belias@cemig.com.br | bcatao@gasmig.com.br |

| | |
|--------------------------------|------------------------------------|
| Tiago Vilela Manezes | Rafael Pimenta Falcao Filho |
| CEMIG Distribuição S.A. | CEMIG Distribuição S.A. |
| tmenezes@cemig.com.br | rafaelp@cemig.com.br |

Projeto Mais Subestações e Menos Redes - Uma Metodologia Inovadora

Palavras-chave

Mais subestações
Menos redes
Novas subestações
Otimização do planejamento da expansão
Planejamento da expansão
Planejamento otimizado

Resumo

Os métodos utilizados atualmente para o planejamento de longo prazo do sistema elétrico de distribuição não tem se mostrado adequados devido a vários fatores. Dentre eles, pode-se citar o grande esforço dedicado ao diagnóstico e proposta de alternativas e o longo tempo exigido para a tarefa.

O presente trabalho apresenta um metodologia inovadora que permite o diagnóstico de carregamento, tensão, perdas, número de clientes e corrente de curto circuito fase-terra mínimo de todo o sistema de MT de uma concessionária e fornece subsídios para a proposta de alternativas de forma rápida e bem fundamentada. Com a utilização desta metodologia, a Cemig D definiu 73 novas subestações em toda sua área de concessão, em menos de 6 meses e com uma equipe reduzida.

Outras grandezas elétricas podem ser facilmente incluídas no diagnóstico com pequenas modificações na metodologia.

1. Introdução

Uma das principais tarefas das áreas de planejamento Alta Tensão (AT) e Média Tensão (MT) da Cemig-D é a realização de estudos técnicos com a finalidade de proposição de obras de reforço e expansão do sistema elétrico. Estas obras são necessárias para manter os níveis adequados de qualidade no fornecimento de energia frente à expansão horizontal e ao crescimento vegetativo da carga.

A metodologia tradicional dos estudos de planejamento da expansão é muito minuciosa e consome muito tempo. Assim, não é possível estudar todo o sistema elétrico da concessionária com a frequência necessária. Por outro lado, verifica-se que não é possível determinar todas as grandezas elétricas que são a base para estes estudos, com a mesma precisão milesimal utilizada nos cálculos de fluxo de potência tradicionais. Um exemplo é a dificuldade de determinação do máximo carregamento atual de um alimentador com um erro menor que 5%. A projeção deste carregamento para o futuro é ainda mais carregada de incertezas.

O método aqui proposto busca simplificar o modelo de cálculo, tornando-o mais coerente com a precisão dos dados de entrada e permitindo que o diagnóstico de todo o sistema elétrico de MT da concessionária seja feito em um tempo razoável. Utilizando esta metodologia, foi feito um estudo global da MT da Cemig-D durante o ano de 2011. Este estudo consumiu menos de 6 meses de trabalho, considerando as etapas de levantamento e tratamento de dados, cálculos, análises, propostas de obras e conclusões. Tradicionalmente, é necessário, em média, três anos para se realizar o diagnóstico e definir as obras de reforço necessárias em toda a área de concessão da Cemig D.

2. Desenvolvimento

1 Método Proposto

O sistema proposto tem como base a rede de MT, considerando que as subestações e Linhas de Transmissão devem ser locadas em função da necessidade do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT). Desta forma, os critérios que nortearam este estudo são referentes à MT, conforme abaixo:

1.1 Critérios

- a. Tensão em qualquer ponto da MT urbana: 0,97 pu;
- b. Tensão em qualquer ponto da MT rural: 0,95 pu;
- c. Máximo de dois bancos de reguladores de tensão (BRT) em série em alimentadores;
- d. Limite de 10% de perdas elétricas por alimentador;
- e. Menor corrente de curto circuito fase-terra mínima: 75A nos alimentadores;
- f. Máximo de 5.000 clientes por alimentador.

1.2 Levantamento de dados

Para este trabalho, foram utilizados os dados do sistema de GIS da Cemig D, denominado G-Dis, listados a seguir:

Trechos de Alimentadores:

- a. Coordenadas (com orientação fonte-carga)

- b. Alimentador
- c. Bitola
- d. Fases
- e. Comprimento do vão

Transformadores:

- a. Coordenadas
- b. Demanda calculada
- c. Número de clientes

Antes de se iniciar o trabalho com estes dados, foi feito um ajuste das cargas de forma a representar a coincidência das mesmas com os carregamentos máximos dos alimentadores.

1.3 Cálculo das perdas

Considerando que somente os valores de cargas foram trazidos do G-Dis, foi necessário efetuar o cálculo de perdas elétricas. Como a proposta deste trabalho é a simplificação dos cálculos, não foi efetuado cálculo de fluxo elétrico diretamente no banco de dados para esta finalidade.

Para determinação das perdas elétricas foram criados modelos de rede em um sistema de fluxo de potência considerando um trecho de 1 km de rede para 5 bitolas características e 5 faixas de carga listadas na tabela abaixo. O gráfico abaixo ilustra melhor estas informações.

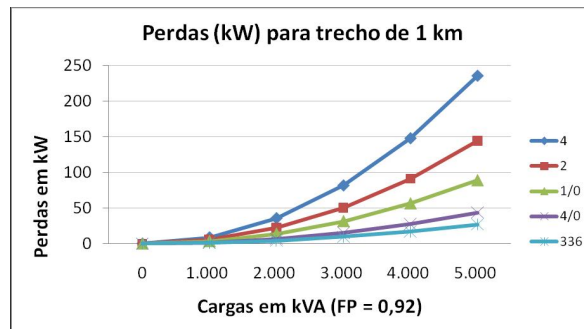


Figura 1 -Perdas em kW por condutor em função da carga

Verifica-se que, conforme já era esperado, as perdas variam de forma quadrática em função da carga.

Em seguida, foram ajustadas funções matemáticas de duas variáveis que determinam o valor da perda elétrica na MT em função do valor da impedância de cada trecho e da demanda no fim dos trechos. Estas funções foram aplicadas a todo o banco de dados, iniciando pelos extremos da rede, de forma que as perdas de um trecho são consideradas como carga para o trecho fonte correspondente. Assim, foram determinadas as perdas elétricas para toda a rede. A figura abaixo mostra um exemplo de trechos de MT com perdas superiores a 10% da demanda de potência ativa.

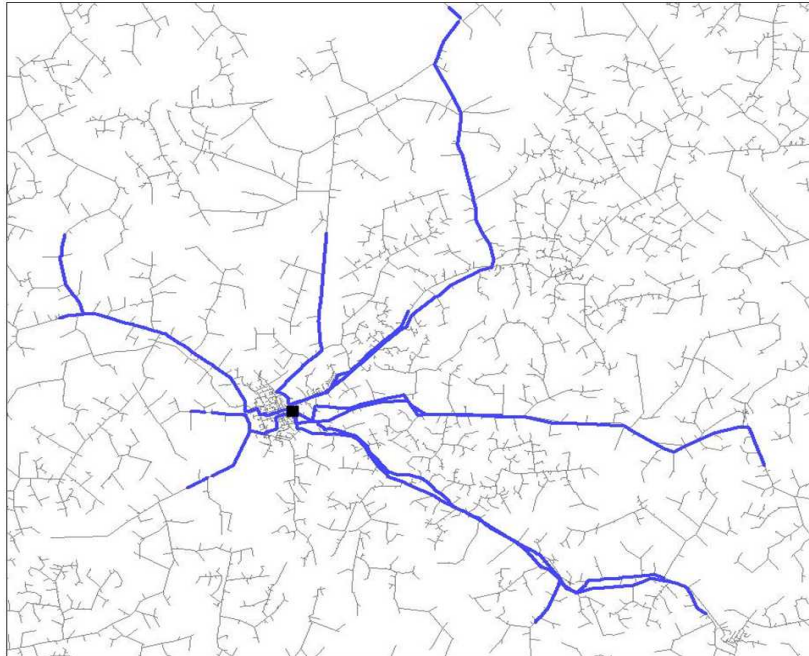


Figura 2 -Trechos com perdas maiores que 10% da potência ativa

Com base nestas informações, e utilizando-se um aplicativo desenvolvido para esta finalidade, foram calculadas as seguintes informações para cada trecho da rede de MT:

- a. Perdas no trecho;
- b. Demanda acumulada no fim do trecho;
- c. Distância ao extremo da rede (ponto mais distante a jusante);
- d. Número de clientes a jusante;
- e. Corrente estimada no trecho.

1.4 Cálculo do Momento Elétrico

A determinação dos trechos de MT que não atendem aos critérios de tensão estabelecidos foi baseada no momento elétrico, calculado conforme demonstrado a seguir.

1.4.1 Análise da distribuição das cargas

Analisando-se as configurações da MT, verificou-se que a distribuição de cargas ao longo dos alimentadores é bastante diversa, não seguindo um padrão definido. Para representar as diversas configurações possíveis de distribuição de carga foi utilizado o conceito de distância equivalente de carga, representado pelo fator alfa, cujo conceito é apresentado a seguir.

Primeiramente, o sistema elétrico em análise é dividido em quatro setores de igual área conforme figura abaixo.

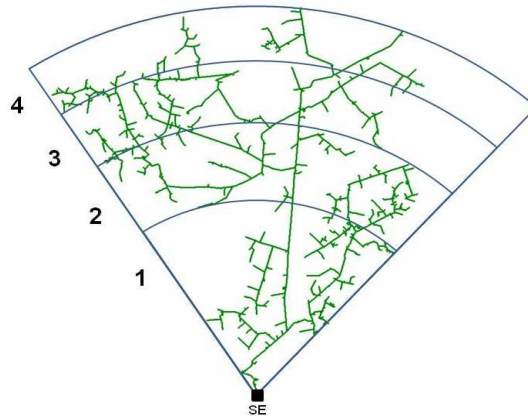


Figura 3 -Alimentador dividido em 4 setores de igual área

Em seguida, as cargas existentes em cada setor são somadas. Então é gerada uma regressão linear para os quatro valores de totalização de carga. A inclinação da reta gerada nesta regressão linear é o fator alfa. Assim, um valor de alfa negativo, como o mostrado na figura abaixo, indica que a carga diminui ao longo do alimentador.

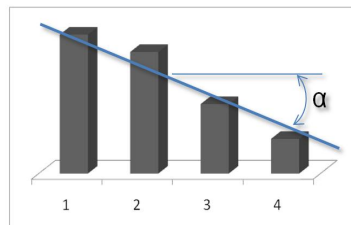


Figura 4 -Definição do fator alfa

Um fator alfa positivo indica que a carga cresce ao longo do alimentador. Um fator alfa igual a zero indica uma distribuição de carga uniforme ao longo da rede. O valor do fator alfa pode variar de -0.3 (para cargas localizadas totalmente próximas à fonte) até +0.3 (para cargas concentradas no final da rede).

1.4.2 Modelos utilizados para cálculo

Para viabilizar a aplicação deste conceito para toda a rede, foram criados 35 modelos de rede em um sistema de fluxo de potência, correspondendo a 7 distribuições de carga e às 5 bitolas de condutores mais comuns no sistema de MT da Cemig D, mostradas nas tabelas abaixo.

Tabela 1 - Distribuições de carga simuladas no fluxo de potência

| Simulação | alfa | Percentual da carga do alimentador | | | | |
|-----------|-------|------------------------------------|--------|--------|--------|-------|
| | | Carga1 | Carga2 | Carga3 | Carga4 | Total |
| 1,00 | -0,27 | 90% | 5% | 3% | 2% | 100% |
| 2,00 | -0,20 | 65% | 25% | 5% | 5% | 100% |
| 3,00 | -0,11 | 45% | 25% | 18% | 12% | 100% |
| 4,00 | 0,00 | 25% | 25% | 25% | 25% | 100% |
| 5,00 | 0,11 | 12% | 18% | 25% | 45% | 100% |
| 6,00 | 0,20 | 5% | 5% | 25% | 65% | 100% |
| 7,00 | 0,27 | 2% | 3% | 5% | 90% | 100% |

As bitolas simuladas foram 4 AWG, 2 AWG, 1/0 AWG, 4/0 AWG E 336 MCM. A figura abaixo apresenta um exemplo de modelo rede para simulação 3 (valor de alfa igual a -0,11), cabo 4 AWG, com dois bancos de reguladores de tensão e um banco de capacitores.

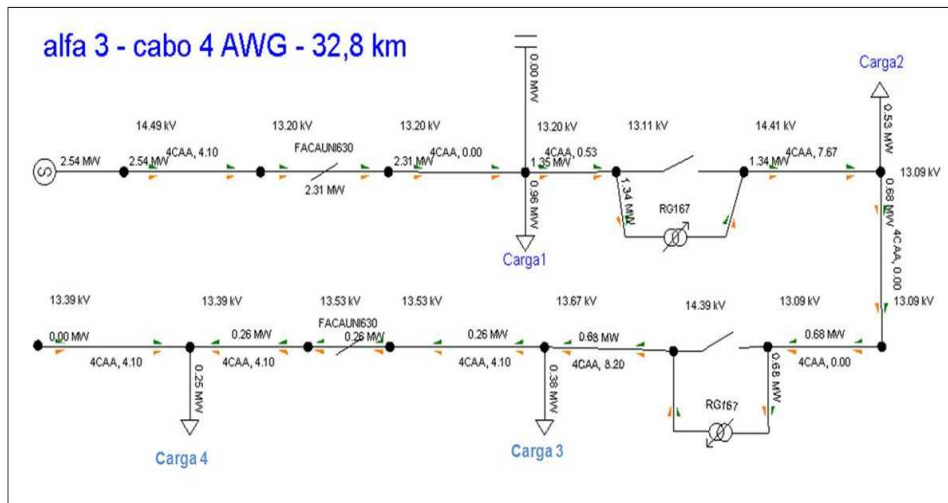


Figura 5 -Exemplo de um modelo simulado no fluxo de potência

Pelo método de tentativas, os valores dos comprimentos das barras foram sendo sistematicamente alterados, mantendo-se constante o valor e posição relativa das cargas, até que o limite mínimo do nível de tensão fosse atingido. Foi mantida uma tensão próxima de 0,97 pu no final da rede. Este procedimento é adequado para o caso de existir uma área urbana no final do alimentador. Nos outros pontos, o limite mínimo foi de 0,95 pu. Na prática, se houver áreas urbanas ao longo do alimentador real, o nível de tensão de 0,97 pu poderá ser alcançado movimentando-se os bancos de reguladores de tensão. A figura abaixo mostra que as áreas com tensão abaixo de 0,97 pu, em destaque, são reduzidas, mostrando a flexibilidade do modelo.

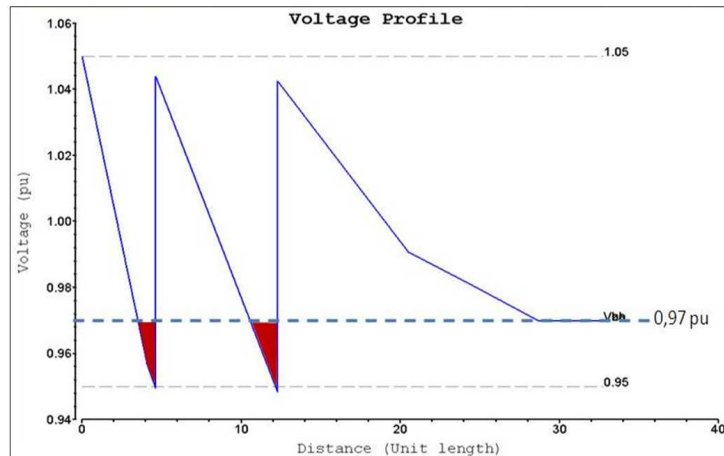


Figura 6 -Áreas com tensão abaixo de 0,97 pu

Desta forma, foi obtido o valor da maior distância da fonte ao extremo do alimentador, para cada combinação de condutor e distribuição de carga (fator alfa).

1.4.3 Cálculo do Momento Elétrico Ideal - MEI

Multiplicando-se a demanda total considerada pela distância obtida em cada simulação, encontra-se o chamado Momento Elétrico Ideal (MEI) expresso em MVA x km. A figura abaixo demonstra o MEI para as diversas bitolas de condutores simuladas.

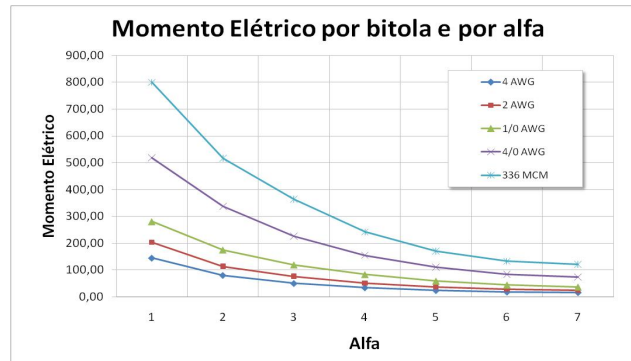


Figura 7 -Momento Elétrico Ideal por bitola e por alfa

Utilizando-se regressão linear, foram ajustadas funções que representam o MEI de acordo com a impedância da rede (condutor) e do fator alfa.

Com estas funções, foi calculado o MEI para cada trecho de rede de MT. Usando os dados de cadastro, também foi calculado o Momento Elétrico Real (MER) para cada trecho de rede. Dividindo-se o MEI pelo MER e multiplicando o resultado por 100, obtém-se o Percentual do Momento Elétrico (PME). Um trecho de MT com PME menor que 100% está adequado em relação aos níveis de tensão. Por outro lado, um trecho com PME maior que 100% não está adequado. Desta forma foi possível definir os trechos que estão com extrapolação dos limites de tensão. Estes trechos são chamados de “trechos não adequados” e representam os trechos de MT que deveriam ser excluídos do sistema elétrico para que todos os trechos restantes ficassem adequados.

A figura abaixo mostra um exemplo onde são destacados os trechos não adequados.

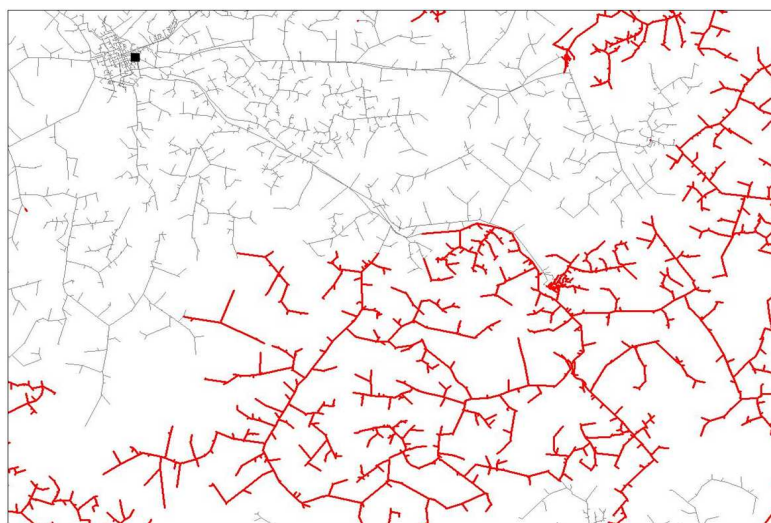


Figura 8 -Trechos “não adequados”

1.5 Carregamento

Com base nos valores de cargas e perdas acumulados em cada trecho verificou-se o carregamento da MT. Como os trechos com carregamento maior que 80% da capacidade nominal do condutor representam menos de 0,1% do total de trechos do banco de dados, este critério não foi carregado nas visualizações gráficas utilizadas. Foi gerado um relatório com as ocorrências e foi feita uma análise de cada caso.

1.6 Cálculo da corrente de curto circuito

Para determinação dos níveis de curto circuito em cada ponto da MT, também foram usadas funções de simplificação do cálculo. Inicialmente, foram criados modelos de rede em um sistema de fluxo de potência e simulado o valor de curto circuito fase-terra mínimo (sob impedância) para diversas situações de impedância de rede e de corrente de curto circuito na fonte. Na figura abaixo, verifica-se que o valor de ICC da fonte (de 0,5 kA a 15 kA) não tem praticamente nenhuma influência no valor de ICC fase-terra mínimo ao longo da rede, principalmente nos pontos mais distantes da subestação.

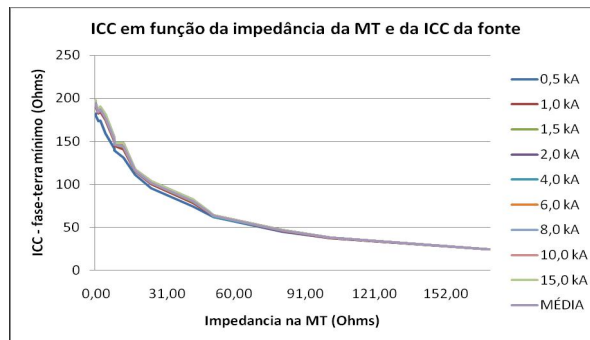


Figura 9 -Corrente de curto circuito por impedância na MT e ICC da fonte

Usando a curva média do gráfico acima, foram geradas funções que fornecem o valor de ICC em qualquer ponto da MT, em função somente da impedância equivalente da subestação até o ponto. A figura abaixo mostra um exemplo do resultado do cálculo de curto circuito. Os trechos em destaque têm ICC fase-terra mínimo menor que 75A.

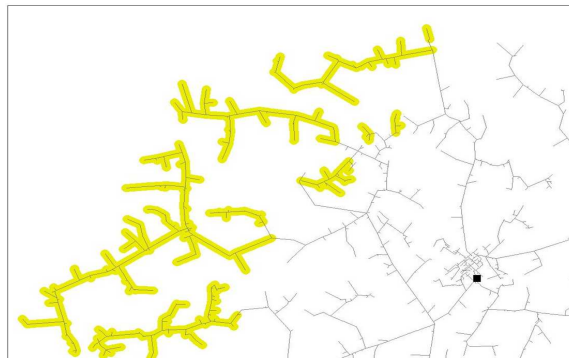


Figura 10 -Trechos com ICC fase-terra mínimo menor que 75A

1.7 Cálculo do número de clientes

Também foi acumulado o número de clientes nos trechos da MT, partindo da Subestação em direção aos extremos da rede. A figura abaixo ilustra esta situação. Foram destacados os trechos de cada alimentador a partir dos quais o número de clientes é maior que 5.000.



Figura 11 -Trechos com mais de 5.000 clientes

Uma análise que pode ser feita através desta forma de acumular o número de clientes é que, se os trechos em destaque deste alimentador fossem excluídos do banco de dados, os trechos restantes ficariam com, no máximo, 5.000 clientes.

1.8 Análise do resultado dos cálculos

Para facilitar a análise do resultado dos cálculos, foi criada uma customização utilizando o GeoMedia da Intergraph. Também foi incluído um círculo de 25 km ao redor das subestações existentes. Este raio serve como referência de proximidade de subestações existentes facilitando a determinação das áreas candidatas a novas subestações. A figura abaixo mostra um exemplo deste raio.

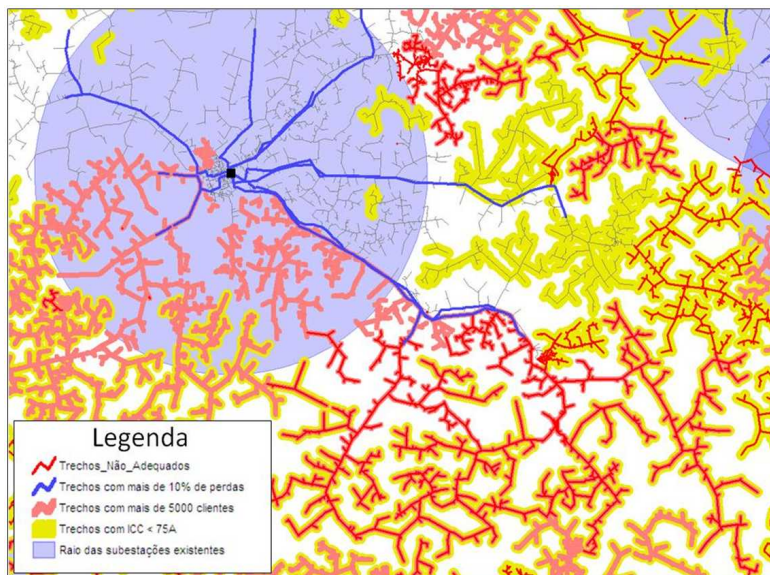


Figura 12 - visão georreferenciada do diagnóstico

1.9 Análise pelas equipes de planejamento

Neste ponto, o resultado foi apresentado para as equipes de planejamento de AT e MT para validação do método e proposição de soluções para os problemas apresentados.

Assim, foram criados polígonos que delimitam todas as áreas do sistema de MT com potencial para implantação de novas subestações. Nesta etapa, além da visão dos trechos com violação de critérios, foi considerada a experiência das equipes de planejamento. A figura abaixo mostra um exemplo de polígonos criados e as informações fornecidas pelo GeoMedia de forma automática.

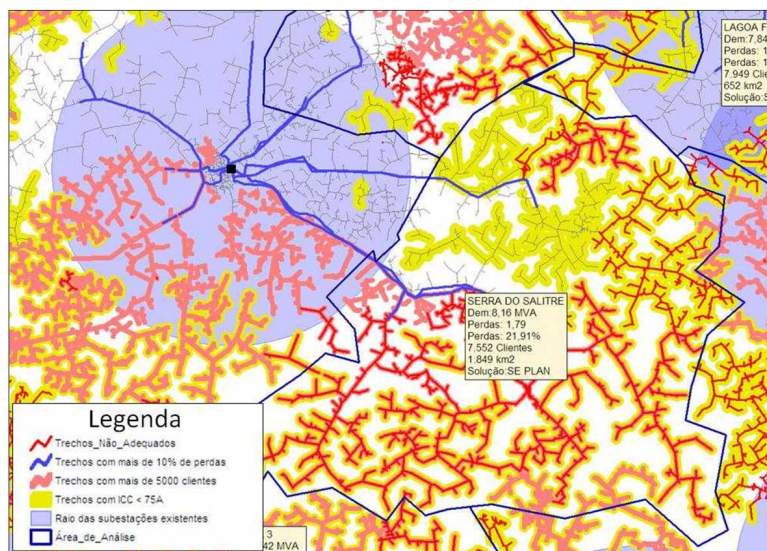


Figura 13 -Polígonos indicativos de áreas candidatas a novas subestações

Com este método foram propostas 73 novas subestações no sistema da Cemig-D, além de 44 possíveis novas subestações simplificadas. A figura 14 mostra a disposição geográfica destas soluções.

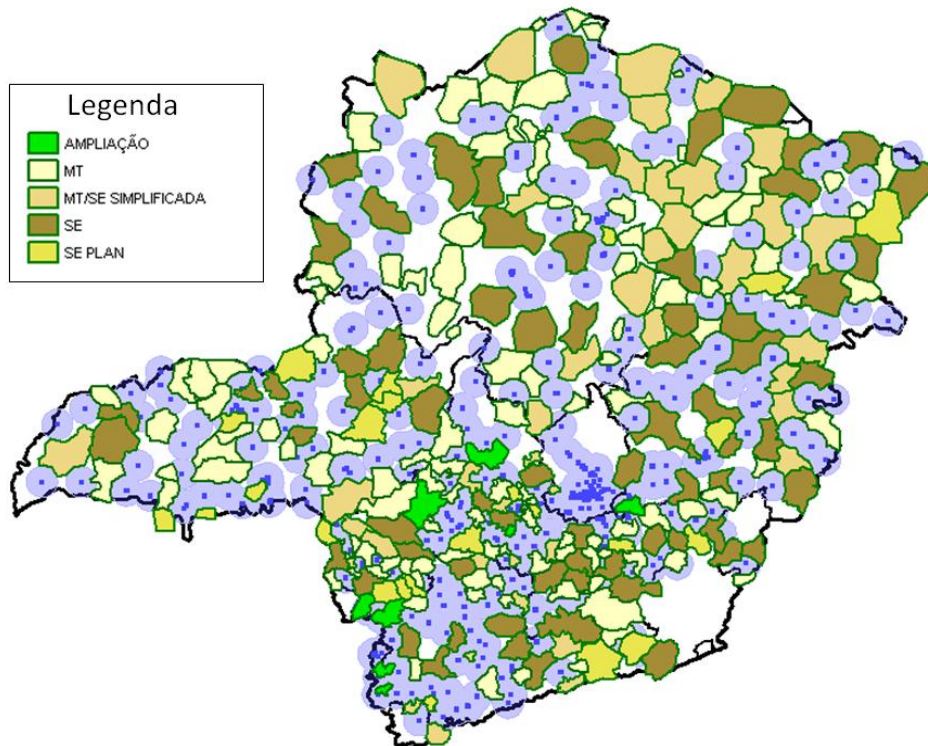


Figura 14 -Soluções definidas pela metodologia .

O presente trabalho apresenta o status atual do desenvolvimento da metodologia. Porém, a mesma continua sendo desenvolvida com agregação de outras variáveis e também de algoritmos que permitem, por exemplo, esboçar a melhor configuração para os novos alimentadores das subestações propostas, localização das subestações e indicação de fontes de alimentador de AT, entre outros.

3. Conclusões

O método proposto é bastante inovador e eficiente para diagnóstico global do sistema de MT da concessionária. A adoção do método aqui proposto apresenta as seguintes vantagens:

- Utilização de métodos de cálculos rápidos e com precisão compatível com os dados disponíveis;
- Possibilidade de diagnóstico de todo o sistema de MT em um tempo consideravelmente menor, em relação ao método tradicional;
- Facilidade e segurança na definição da melhor alternativa para cada problema existente na MT, inclusive proposição de novas subestações;
- Possibilidade de priorização dos alimentadores mais críticos considerando toda a área de concessão;
- Padronização do método em toda a empresa;
- Visualização inédita do diagnóstico global do sistema MT em toda a área de concessão, de forma simultânea, considerando o sistema elétrico atual e futuro;
- Possibilidade de inclusão, no futuro, de novos critérios para melhoria do diagnóstico;

4. Referências bibliográficas

CEMIG: ND-1.1 – Diretrizes Básicas para o Planejamento Elétrico de Distribuição. Belo Horizonte / MG, setembro/2002.

CEMIG: ND-2.2 - Instalações Básicas de Redes de Distribuição Rurais. Belo Horizonte / MG, outubro/1997.

CEMIG: ND-3.2 - Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Rurais. Belo Horizonte / MG, outubro/1997.

ANEEL: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Brasília / DF, dezembro/2008 revisados em janeiro/2010.

ANEEL: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 7– Perdas Técnicas Regulatórias – Revisão 0. Brasília / DF, dezembro/2008.
