

Sistema de Distribuição Subterrâneo Reticulado – Ferramenta de Análise e Otimização

Marcelo Ap. Pelegrini¹, João C. Guaraldo¹, Henrique Kagan¹,
Carlos M. V. Tahan², e Benedito V. Mello³

Resumo – Este artigo trata dos resultados do projeto “Otimização do sistema de distribuição subterrâneo reticulado”, que consistiu no desenvolvimento de metodologias, e respectiva implementação computacional, para a análise e simulação da rede primária do sistema subterrâneo reticulado, visando o planejamento da expansão e apoio à operação. Neste artigo são apresentadas as metodologias desenvolvidas e os resultados da implementação.

Palavras-chave – Operação da distribuição, planejamento da distribuição, rede reticulada, sistema de distribuição subterrâneo.

I. INTRODUÇÃO

O projeto “Otimização do sistema de distribuição subterrâneo reticulado”, código Aneel 0390-007/2006, ciclo 2005/2006, foi desenvolvido pelo Enerq/USP – Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia – e financiado pela AES Eletropaulo.

O sistema subterrâneo da AES Eletropaulo é normalmente instalado com redes secundárias em malha, proporcionando melhor qualidade e confiabilidade no atendimento das cargas, pois esta configuração apresenta baixas taxas de interrupção devido à possibilidade de se manter o suprimento de potência durante contingências nos alimentadores primários.

Por outro lado, existe grande extensão de circuitos e diversas ramificações, tornando difícil a análise técnica da rede, tanto para a operação como para o planejamento. A proposta deste estudo foi desenvolver e aplicar procedimentos e metodologias para a implementação de novas ferramentas ao software SINAP T&D, para análises específicas de redes reticuladas, capazes de otimizar a topologia dos circuitos e configurações, incluindo o planejamento da expansão e o suporte à operação em tempo real, proporcionando maior confiabilidade e flexibilidade em manobras para o restabelecimento de cargas. Para tanto, foram analisadas,

além da condição normal, a as situações de contingência, levando-se em consideração características típicas da rede e das cargas.

O procedimento de otimização da topologia da rede primária abrangeu a análise de alternativas para minimizar o custo dos investimentos e das perdas, tendo como premissa a manutenção ou melhoria da confiabilidade de fornecimento em relação à situação atual.

A pesquisa foi inicialmente realizada através de estudos do estado da arte, conceitos de planejamento, critérios de análise (como carregamento, perdas e confiabilidade) e histórico de defeitos da rede. Em seguida, foram obtidos os dados necessários para os estudos de caso, assim como a topologia e as características elétricas dos circuitos primários e secundários, subestações e cargas, realizando-se a análise necessária de consistência e confiabilidade das informações obtidas. Em seguida, foram especificados e implementados os módulos adicionais do SINAP T&D, como, por exemplo: ajuste de demanda, projeção de mercado, análise de confiabilidade, demanda e contingência, execução de manobras, criação de relatórios de operação, planejamento de obras e otimização da rede. Por fim, foi realizado um estudo piloto, onde foram instaladas chaves de proteção adicionais a quatro circuitos, utilizando-se simulações realizadas pelas funções desenvolvidas tanto para a determinação dos circuitos candidatos aos testes como para a configuração das proteções e o apoio à operação.

II. SISTEMA SUBTERRÂNEO RETICULADO

O sistema de distribuição de energia elétrica subterrâneo da AES Eletropaulo, na cidade de São Paulo, é composto por 15 reticulados de 21 ou 34 kV, alimentados por 7 diferentes subestações. Cada reticulado possui aproximadamente 130 câmaras transformadoras, totalizando aproximadamente 1 GVA de capacidade de potência. A área de atendimento é a região mais crítica da cidade e possui aproximadamente 8km².

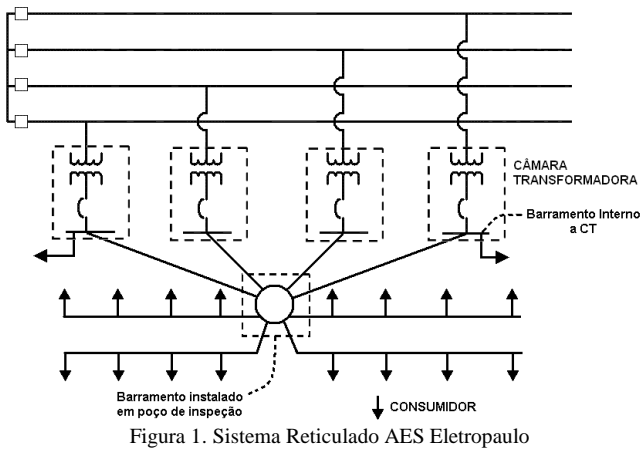
Cada reticulado é alimentado por quatro circuitos distintos de média tensão, todos originados de uma mesma subestação. Os reticulados possuem mini-reticulados em baixa tensão, contendo normalmente até quatro transformadores de 500 ou 750kVA. A Figura 1 ilustra o sistema.

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VI CITENEL), realizado em Fortaleza/CE, no período de 17 a 19 de agosto de 2011.

¹ M. A. Pelegrini, J. C. Guaraldo e H. Kagan trabalham na Sinapsis Inovação em Energia (e-mails: marcelo.pelegrini@sinapsisenergia.com, joão.guaraldo@sinapsisenergia.com, henrique.kagan@sinapsisenergia.com).

² C. M. V. Tahan trabalha na USP (email: cmvtahan@pea.usp.br)

³ B. V. Mello trabalha na AES Eletropaulo (e-mail: benedito.mello@aes.com).



Este sistema apresenta forte expansão desde a década de 60 por atender uma área com forte crescimento de carga. A alta confiabilidade apresentada, associada a um alto custo de expansão, é decorrente da possibilidade de ser operado em primeira contingência. Em alguns casos, a segunda contingência também é suportada.

Em comparação aos circuitos aéreos, além da grande vantagem por conta das taxas de defeito serem muito baixas, há essa redundância. Ou seja, em caso de perda de um alimentador, a carga (cliente) continua sendo atendida devido ao sistema ser projetado para trabalhar em malha na baixa tensão (mini-reticulados).

Em contrapartida, por se tratar de um sistema com circuitos extensos, com muitas ramificações e em malha, há dificuldades: operacionais, na localização de defeitos, na análise das contingências, no balanceamento da distribuição de carga da rede, entre outros. Por conta disso, um defeito pode comprometer o restabelecimento da rede, proporcionando um tempo de até 12 horas para o restabelecimento da rede e afetando o abastecimento de uma região extremamente sensível como o centro de São Paulo.

Além da demora na localização e reparo dos defeitos, há dificuldade na decisão das manobras de socorro, pois em alguns casos podem envolver a conexão vis-à-vis de dois reticulados com circuitos diferentes.

III. SINAP T&D

O software utilizado como base (SINAP T&D) tem como principais características: a análise integrada de redes em diferentes níveis de tensão; a apresentação gráfica das redes através de diagramas esquemáticos ou geo-referenciados; e a inexistência de restrições quanto a topologia das redes (malhas em qualquer nível de tensão, reticulados, geração distribuída) e ao número de patamares das curvas de carga para o cálculo do fluxo de potência. A Figura 2 apresenta um circuito IEEE padrão de 30 barras cadastrado no programa.

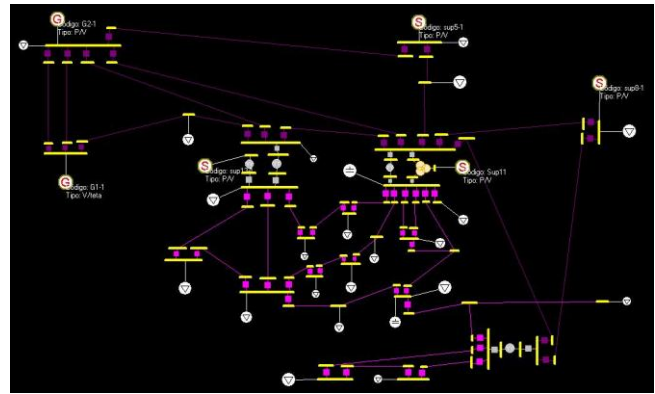


Figura 2. Circuito IEEE

As redes inseridas no SINAP T&D podem trabalhar com diversos equipamentos, como: cabo, capacitor (série e paralelo), carga, filtro, reator, mútua, ponto de suprimento, regulador de tensão, transformador (2 ou 3 enrolamentos; estrela, delta aberto ou fechado e zig-zag), entre outros. A importação dos dados das redes pode ser realizada a partir de outros sistemas através de arquivos XML, ACCESS, ANAREDE ou ANAFAS. A exportação pode ser realizada por arquivos XML.

As cargas utilizadas podem ter diferentes modelos, como corrente, impedância ou potência constantes. Os trechos podem ser definidos pelas impedâncias e capacitâncias de seqüência, por cabos tripolares ou multiplexados, e por conjuntos de cabos unipolares. As cargas podem ter suas demandas registradas para qualquer número de patamares dentro do período das 24 horas, podendo cada carga possuir uma curva própria aferida ou ser associada a uma curva típica para sua classe e faixa de consumo. Os capacitores, reatores e pontos de iluminação pública também podem ser associados a curvas típicas próprias, que indiquem os patamares em que estão ligados ou desligados.

O programa SINAP T&D utiliza bases de dados MS Access para armazenar os dados de redes. Os usuários têm a possibilidade de criar qualquer número de bases de dados e estas podem ficar armazenadas no próprio computador ou em qualquer outro acessível através da rede.

O módulo de apresentação gráfica das redes permite a visualização de múltiplas janelas de trabalho simultaneamente. As redes podem ser apresentadas através de diagramas geo-referenciados ou de diagramas esquemáticos, com recursos de “zoom” e “pan” para auxiliar a visualização. Além da visualização gráfica da rede, o programa inclui janelas adicionais para apresentação de atributos e visualização de resultados de cálculos elétricos, como: configuração dos equipamentos, fluxo de potência, curto-circuito, gráficos fasoriais, etc.

O programa possui um módulo de edição gráfica de rede que permite inserir, alterar e excluir todos os equipamentos que compõem as redes elétricas. O editor permite criar a topologia completa uma rede mesmo tendo como ponto de partida uma base de dados vazia (sem nenhuma rede cadastrada). A edição da rede pode ser feita utilizando o diagrama geo-referenciado e o diagrama esquemático, sendo possível permutar de um para o outro. Além da edição de equipamen-

tos, o editor possui recursos que permitem a configuração e o sincronismo de manobras de chaves.

Entre os recursos desenvolvidos, dois merecem destaque: a possibilidade de analisar diversos níveis de tensão ao mesmo tempo permite estudos mais completos e precisos; e o uso de equivalentes de redes, onde o usuário pode estudar partes do circuito individualmente, sem comprometer os cálculos técnicos. As Figuras 3 e 4 apresentam a mesma rede - com diferentes níveis de tensão - carregada completa e com o uso de equivalentes.

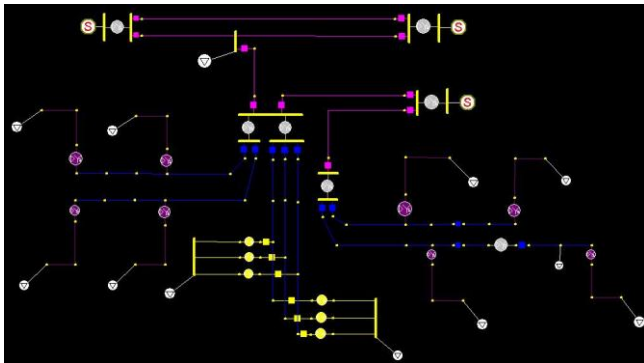


Figura 3. Rede completa

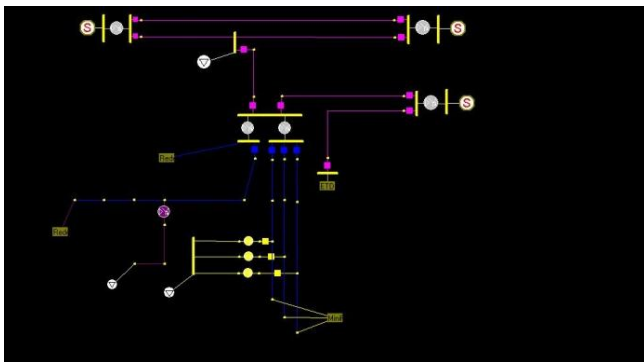


Figura 4. Rede com equivalentes

As principais funcionalidades pré-existentis contemplam: importação de dados topológicos e de medição; fácil visualização e manipulação da rede; representação georreferenciada e esquemática; análise integrada da rede primária e secundária: cálculo de carregamentos, níveis de tensão, perdas e curto-circuito utilizando equivalentes de rede. A seguir, são apresentados os recursos de diagnóstico da rede e curto circuito.

A. Diagnóstico da rede

Uma das principais funcionalidades do programa é o diagnóstico da rede em operação normal. Esse recurso permite analisar o carregamento em qualquer ponto do circuito, onde podem ser obtidos todos os parâmetros calculados, para qualquer patamar diário de carga. O usuário tem também a opção de definir os limites técnicos da rede e utilizar a opção de identificação visual dos locais com critérios transgredidos.

A Figura 5 apresenta, como exemplo, um circuito da rede subterrânea sendo diagnosticado para seu período mais crítico do dia (14:00 h). As barras em vermelho indicam queda

de tensão fora do desejado. Neste caso, nenhum transformador ou cabo apresentou carregamento fora dos limites estabelecidos.



Figura 5. Diagnóstico da rede

B. Curto circuito

O módulo de curto circuito do SINAP T&D calcula, para qualquer ponto da rede, diferentes tipos de defeito: trifásico, dupla-fase, dupla-fase terra, fase terra e fase terra com impedância. Para cada caso, o usuário pode visualizar as tensões e correntes (de fase e seqüência), as correntes assimétricas e as impedâncias de Thevenin. Essa análise é de vital importância para o dimensionamento dos sistemas de proteção da rede, como o uso de chaves intermediárias no circuito, que devem ser precisamente ajustadas para atuarem em defeitos anteriormente aos disjuntores da subestação. A Figura 6 ilustra a simulação de um curto circuito em um reticulado da AES Eletropaulo.

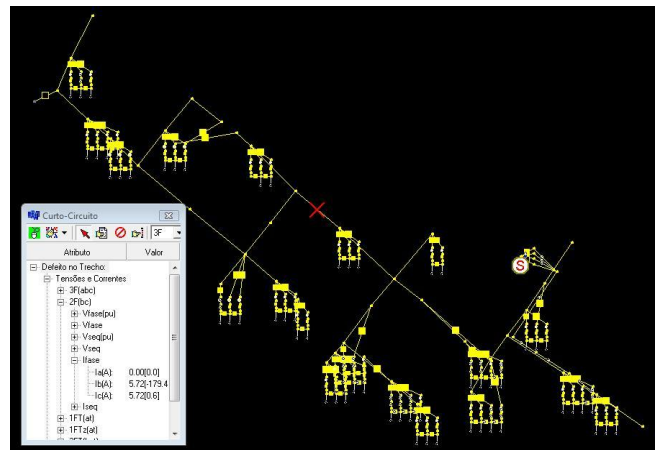


Figura 6. Curto circuito

IV. FUNCIONALIDADE DESENVOLVIDAS

O sistema implementado apresenta diversos recursos para o estudo de redes elétricas. As principais necessidades almeçadas no início da pesquisa (análise da rede sob contingência, com a perda de um ou dois circuitos primários; projeção do mercado; cálculo da confiabilidade; análise de transferência de carga entre reticulados; algoritmo de configuração ótima da rede, etc.) são apresentadas a seguir.

A. Importador de medições

O módulo de importação de medições é responsável por atualizar a base de dados de medições, seja para cargas ou trechos do circuito. As curvas de carga podem ser visualizadas pelo usuário, que tem a liberdade de aceitar ou recusar as leituras. As medições aprovadas são armazenadas para utilização em outros módulos do programa.

B. Ajuste de demanda

Este módulo realiza o ajuste de demanda entre todas as cargas e o suprimento de energia. Ao final de sua execução, as curvas de carga inseridas através do importador de medições são ajustadas de forma que o fluxo de potência do circuito, nos trechos de saída da subestação, sejam coincidentes com suas leituras. Esta opção permite a atualização das cargas estimadas para os clientes de forma simples e rápida, mantendo a precisão das curvas através de um algoritmo de ponderação que prioriza as leituras mais confiáveis e corrige cada curva com diferentes pesos, usando técnicas de estimação de estados.

C. Projeção de mercado

A projeção de mercado realiza a estimativa de crescimento do mercado através do cadastro das curvas de taxas de crescimento anual esperadas. Podem ser utilizadas diferentes taxas para cada carga ou conjunto de cargas. Como resultado deste módulo podem ser observados os carregamentos das redes, em quaisquer pontos das mesmas, para qualquer ano de estudo

D. Análise de confiabilidade

O planejamento dos indicadores de continuidade, mesmo em sistemas de alta confiabilidade como o caso da rede subterrânea, constitui elemento fundamental na distribuição elétrica, dadas as exigências regulatórias referentes à qualidade do serviço de fornecimento de energia.

Neste sentido o módulo de análise de confiabilidade permite o cálculo de indicadores de continuidade referentes à duração, frequência e energia não distribuída para a rede subterrânea de distribuição de forma coletiva (DEC, FEC e END) e de maneira individualizada (DIC, FIC e END).

Os dados de entrada do módulo consistem na rede elétrica subterrânea (circuitos primários do reticulado, mini-reticulados, híbridos, etc.), em dispositivos de proteção instalados (disjuntores, fusíveis, etc.), e em parâmetros de confiabilidade, representados por taxas de falha e interrupções

programadas e tempos de reparo e de manutenção, discriminados por tipo de equipamento da rede (trechos, transformadores, geradores e chaves).

E. Análise de contingências

A operação do sistema subterrâneo em casos de contingência demanda estudos prévios de carregamento dos circuitos, reduzindo o tempo de decisão dos despachantes e garantindo o melhor atendimento aos clientes envolvidos. O estudo tradicionalmente utilizado é composto por análises de sobrecarga dos trechos dos circuitos e dos transformadores para as situações de contingência primária e secundária, sendo necessário refazer os cálculos para cada combinação de falhas duplas, totalizando 10 diferentes condições para cada reticulado usual com quatro circuitos.

Este módulo facilita a realização dos estudos, apresentando ao usuário, para cada contingência por ele selecionada, os diagnósticos: da rede, dos mini-reticulados, das câmaras transformadoras, das estações transformadoras de distribuição (ETDs), dos circuitos primários, dos desligamentos e as situações dos mini-reticulados e dos consumidores ao longo das 24 horas do dia. O usuário pode também simular o desligamento forçado dos clientes e seu impacto na recuperação das situações críticas de sobrecarga. As Figuras 7 a 12 apresentam os resultados das simulações.

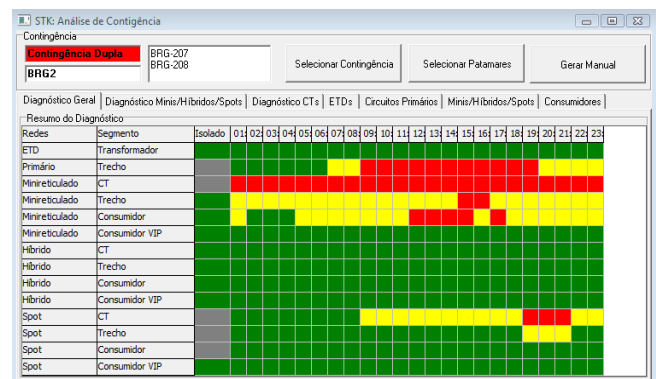


Figura 7. Diagnóstico geral

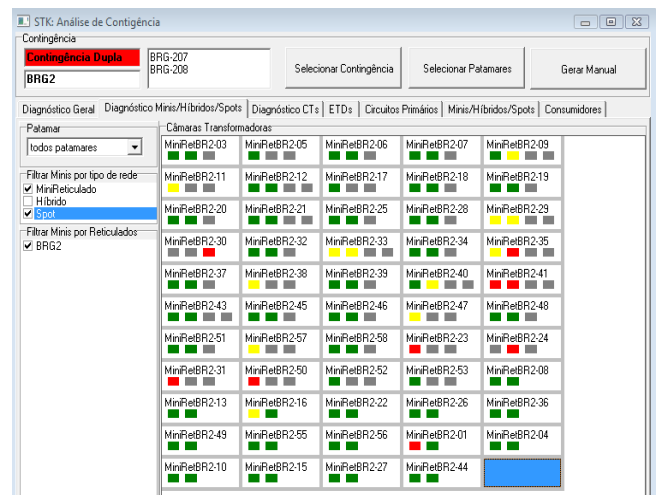


Figura 8. Diagnóstico Minis/Híbridos/Spots

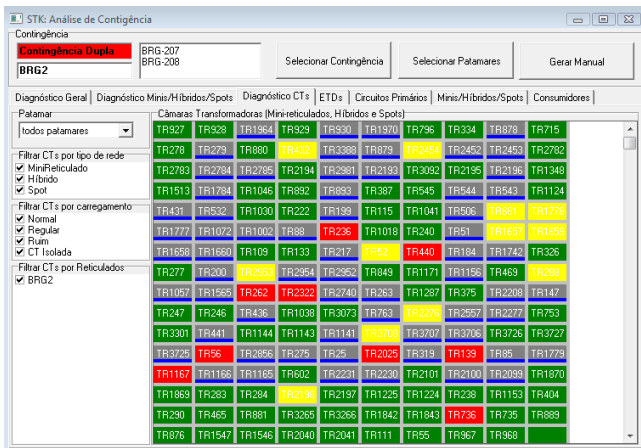


Figura 9. Diagnóstico das CTs

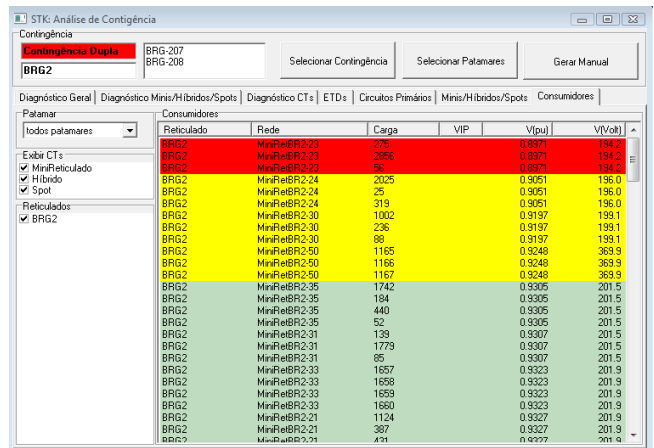


Figura 12. Prioridade de desligamento por queda de tensão

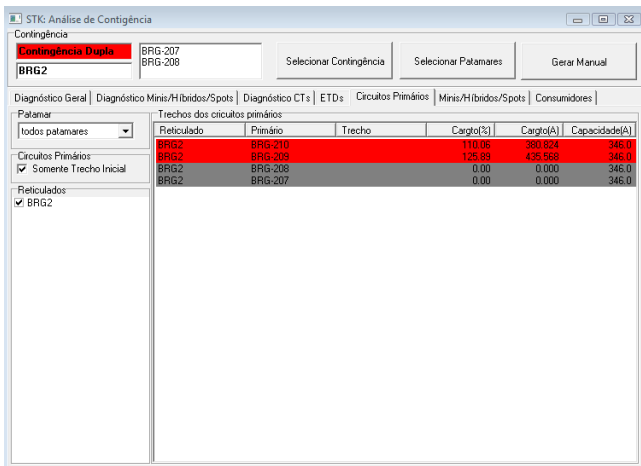


Figura 10. Diagnóstico dos circuitos primários

F. Criação de relatórios de operação

A inserção das chaves de proteção intermediárias, como no caso do projeto piloto, faz com que a análise de contingência tenha de ser ampliada, pois se adicionam às combinações de falhas já existentes (disjuntores da SE e disjuntor SE x disjuntor SE) as possibilidades: chave intermediária (defeito simples), chave intermediária x chave intermediária e chave intermediária x disjuntor da SE. O caso realizado no projeto piloto possui quatro circuitos, onde cada um possui duas chaves de proteção, e são possíveis 32 combinações de defeitos simples ou duplos. A Figura 12 apresenta as combinações possíveis para um reticulado com quatro circuitos e duas chaves de proteção.

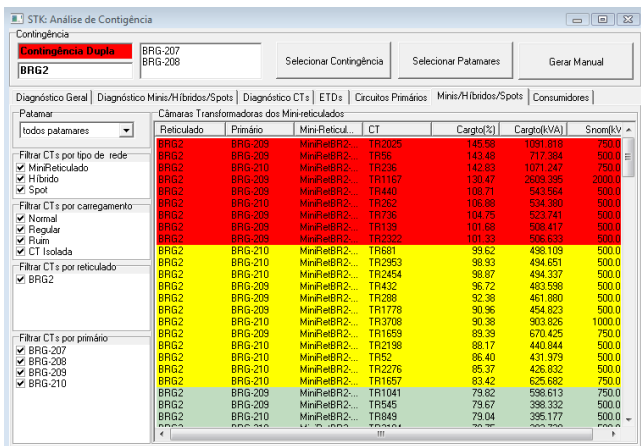


Figura 11. Prioridade de desligamento por sobrecarga

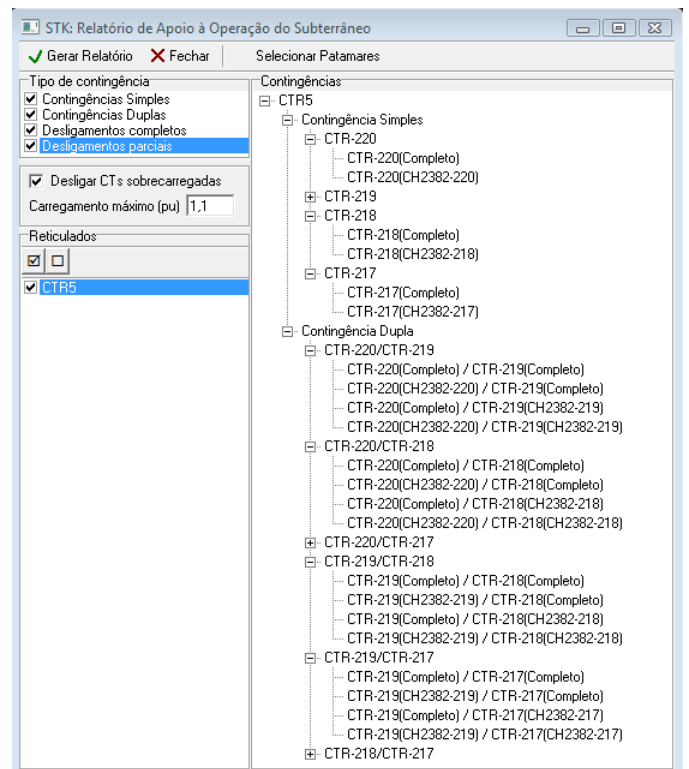


Figura 12. Criação de relatórios

Com o objetivo de facilitar os estudos, o módulo “criar relatórios” apresenta para seleção do usuário todas as combinações de defeitos possíveis. Após escolher as combinações,

os patamares de carga para estudo e os limites operacionais dos transformadores, o programa executa o módulo “analisar contingência” para todas as possibilidades, gerando relatórios específicos com os carregamentos esperados para todos os transformadores e mini-reticulados, destacando os que ultrapassaram os limites operacionais (mas se encontram em faixa de operação aceitável) e lista os mini-reticulados que devem ser desligados intencionalmente para a preservação de vida útil dos equipamentos.

G. Execução de manobras

Este módulo permite a execução de manobras específicas para o isolamento de blocos da rede, podendo ser selecionados circuitos primários, mini-reticulados e híbridos. Uma vez selecionado o bloco, o módulo identifica as chaves a serem manobradas e realiza a ação de isolamento ou religamento. As manobras envolvendo alimentadores primários podem ser realizadas simulando-se ou não o funcionamento dos network protectors, permitindo aos usuário fácil reconfiguração da rede para diferentes condições operativas. A Figura 13 apresenta um exemplo de manobras possíveis para o reticulado Centro 5.

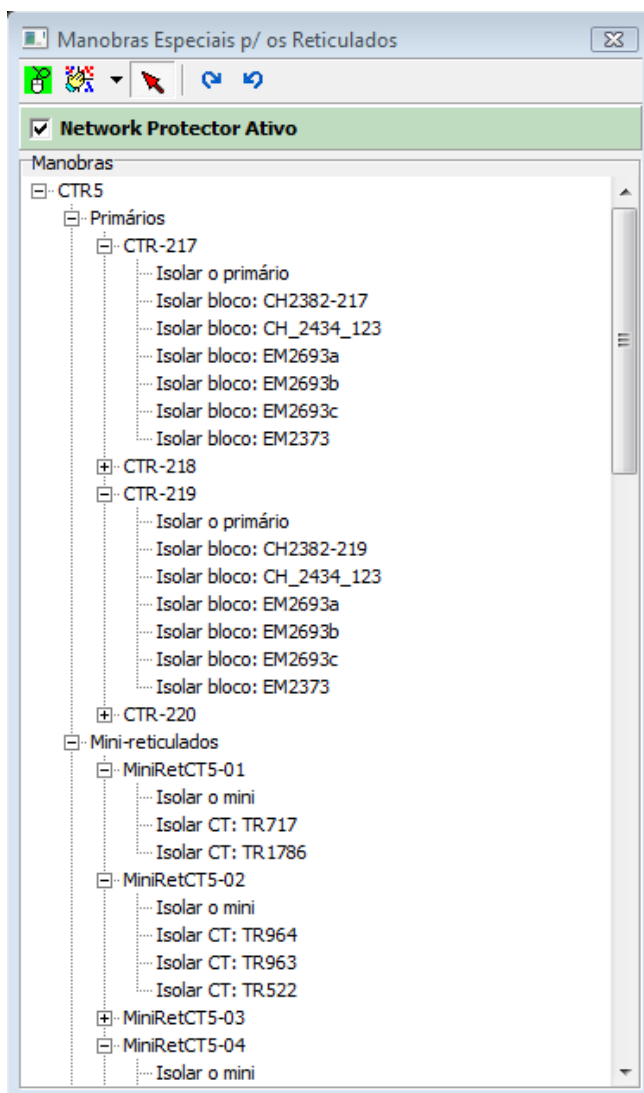


Figura 13. Criação de relatórios

H. Planejamento de obras

O módulo de planejamento de obras permite ao usuário a simulação da rede atual com diferentes obras propostas, que podem ser simuladas individualmente através de quaisquer outras funcionalidades do programa. As obras são editáveis pelo usuário, podendo contemplar operações de expansão, substituição, retirada de equipamentos existentes, etc. Desta forma, o usuário pode antecipar o comportamento da rede após diferentes opções de obras e épocas de entrada de operação, permitindo uma decisão tecnicamente mais eficiente. As obras cadastradas podem ser armazenadas com as informações de custo e ano previsto para a implantação, podendo ser recuperadas para análise e edição a qualquer momento.

I. Otimização da rede

O módulo de otimização da rede consiste em ferramenta de planejamento para a busca de configurações do sistema primário reticulado que resultem em perdas mínimas, considerando as restrições técnicas (carregamentos e níveis de tensão em valores adequados) e a manutenção da radialidade do sistema. Dada a grande quantidade de soluções possíveis de reconfiguração do sistema, a metodologia de busca implementada se baseia em algoritmo genético, originário da computação evolutiva. A reconfiguração do sistema consiste em manobras de chaves solidárias (presentes na mesma seção em todos os circuitos primários integrantes do reticulado) mantendo configuração radial do sistema primário. O usuário do módulo pode selecionar entre um conjunto de chaves solidárias detectadas as que podem fazer parte da reconfiguração e o(s) período(s) do dia no qual a perda é calculada. A execução do módulo resulta em um conjunto de manobras e relatórios das mudanças em termos de perdas e de carregamento dos equipamentos da rede em relação à configuração atual.

V. ESTUDO PILOTO

Esta etapa teve por objetivo consolidar os estudos desenvolvidos anteriormente, com auxílio dos módulos computacionais implementados, e aplicar as metodologias na área piloto.

Inicialmente, todos os circuitos do sistema de distribuição subterrâneo foram analisados, identificando-se as áreas candidatas à instalação de chaves de transferência automática que, através dos módulos desenvolvidos nas para o SINAP T&D, foram analisadas de forma a eleger o circuito mais adequado para a realização dos testes. Após estudos de incidência de defeitos, análises de curto circuito, carregamento e disponibilidade física, foi escolhida como área piloto o reticulado Centro V, onde se comprovaram os benefícios técnicos do uso das chaves de transferência automática.

Após os devidos testes das chaves, ilustradas na Figura 14, e elaboração do projeto executivo, foram instaladas chaves, painéis de controle e identificadores de defeito nos circuitos CTR 217, CR218, CTR219 e CTR220. A Figura 15 mostra a instalação dos equipamentos em uma câmara subterrânea.



Figura 14. Chaves de transferência automática



Figura 15. Acomodação das chaves e painéis sobre as bases de concreto

A fim de subsidiar a concessionária com informações necessárias à configuração das chaves de proteção e à operação do reticulado CTR5 após a execução do projeto piloto, foram realizados estudos complementares nos circuitos envolvidos. O mapa com o reticulado em questão é apresentado na Figura 16, onde o ponto de instalação das chaves é destacado com um círculo preto. Em seguida são apresentadas os cálculos e as simulações realizadas.

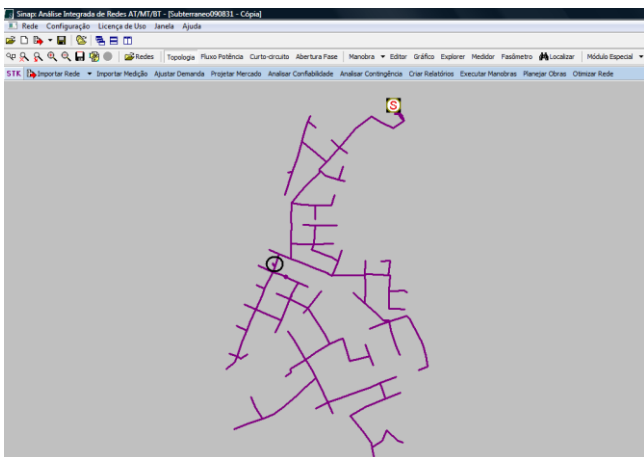


Figura 16. Área piloto para a instalação das chaves – circuito CTR5

A. Fluxo de potência

As simulações de fluxo de potência têm por objetivo identificar as correntes existentes nos circuitos em condições de operação normal ou em contingência, para todos os períodos do dia. Esta informação permite prever a faixa de carregamento à qual as chaves devem interpretar como situação normal de operação. A seguir, são apresentadas as correntes máximas e mínimas previstas para o circuito, no ponto de instalação das chaves, e a respectiva configuração das chaves e período do dia (patamar horário).

Tabela I. Fluxo de potência

Situação	patamar	Carregamento na chave (A)			
		CTR217	CTR218	CTR219	CTR220
Normal	01:00am	57	56	56	48
	11:00am	99	104	108	95
Contingência dupla	11:00am	0	0	205	176
		0	213	0	182
		0	194	208	0
		205	0	0	181
		190	0	200	0
		188	192	0	0
Faixa esperada		57 - 205	56 - 213	56 - 208	48 - 182

A partir das simulações realizadas, pode-se prever que a faixa de operação das chaves de proteção, em situações onde não deve haver nenhuma atuação, é limitada por carregamentos de 48 a 213 Ampères.

B. Níveis de curto circuito

O cálculo dos níveis de curto para o reticulado CTR5 foi realizado em dois pontos do circuito, logo após as chaves e no final do tronco de alimentação. Os locais foram escolhidos com o objetivo de se encontrar as correntes de falta (máxima e mínima) possíveis para o circuito e que têm de passar obrigatoriamente pela chave.

A Tabela II apresenta as correntes esperadas nas chaves para cinco diferentes tipos de falta: trifásica (3F), dupla-fase (2F), dupla-fase-terra (2FT), fase-terra (FT) e fase-terra com impedância (FTz).

Tabela II. Curto circuito

ponto	curto-circuito (A)				
	3F	2F	2FT	FT	FTz
chave	9.881	8.558	8.633	373	174
fim	6.083	5.268	5.313	330	158

Faixa de correntes de curto - **158 a 9.881** Ampère

Assim, pode-se prever que a ocorrência de falhas no circuito pode provocar correntes adicionais nas chaves a partir de 158 Ampères (dependendo da impedância de curto) e com limites máximos próximos a 10kA.

C. Impedâncias Equivalentes

A fim de auxiliar a configuração dos relés das chaves de proteção, foram calculadas as impedâncias equivalentes para

diversos pontos dos circuitos do reticulado CTR5. As Tabelas III e IV apresentam algumas das impedâncias de sequência zero e sequência positiva calculadas para os PIs (poços de inspeção) requisitados: imediatamente antes e após a chave, na ETD e nos três finais dos circuitos.

Tabela III. Impedâncias – Antes da chave

PI 2439 Antes da chave	Impedância equivalente (Ω)	
	Z0	Z1
CTR 217	0,3893+j46,8490	0,1174+j1,1847
CTR 218	0,3893+j46,8490	0,1175+j1,1846
CTR 219	0,3893+j46,8490	0,1170+j1,1844
CTR 220	0,3893+j46,8490	0,1166+j1,1844

Tabela IV. Impedâncias – Final 2

PI 4708 Final 2	Impedância equivalente (Ω)	
	Z0	Z1
CTR 217	3,4253+j48,573	0,8001+j1,5786
CTR 218	3,3460+j48,5351	0,0874+j1,5676
CTR 219	3,4404+j48,5806	0,8096+j1,5797
CTR 220	3,3611+j48,5421	0,8021+j1,5718

D. Análise de contingência

Com o objetivo de facilitar a operação do reticulado CTR5 nas situações de contingência descritas nos itens E e F do capítulo IV deste artigo, foram realizados os estudos para todas as combinações, tendo como referência de patamar de carga o período das 14h00 por ser o mais carregado do sistema reticulado. Para cada combinação, foram calculados os carregamentos esperados para os transformadores e mini-reticulados dos circuitos em operação, destacando os que ultrapassaram os limites operacionais usuais mas se encontram na faixa de operação aceitável para contingências (110%).

VI. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou as funcionalidades desenvolvidas para o apoio ao planejamento e à operação do sistema de distribuição subterrâneo reticulado da AES Eletropaulo.

Os principais resultados obtidos através da utilização do software para o caso piloto foram o estabelecimento e a revisão de critérios para o planejamento e a operação do sistema subterrâneo, especialmente em situações de contingências. A otimização da topologia da rede também permitiu melhor utilização dos recursos, postergando investimentos, reduzindo custos com perdas técnicas e aumentando a confiabilidade do sistema através de melhor distribuição das cargas entre os circuitos.

O uso contínuo da ferramenta irá proporcionar maior flexibilidade e confiabilidade em manobras para o restabelecimento de cargas, auxiliando na análise da rede em operação normal ou em casos de defeitos com contingência entre os circuitos subterrâneos.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ELETROBRÁS - COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO. Planejamento de Sistemas de Distribuição. Rio de Janeiro, Campus, 1982. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, v.1)
- [2] SWEDPOWER, Network Planning ,Stocolmo, 1999.
- [3] KAGAN, N. Electrical power distribution systems planning using multiobjective and fuzzy mathematical programming. London, 1992. 215p. Thesis (Ph.D.). Queen Mary & Westfield College, University of London.
- [4] ADAMS, R.N.; LAUGHTON, M.A. Optimal planning of power networks using mixed integer programming. Part 1: static and time phased network synthesis. Proc. IEE, v.121, n.2, p.139-47, Feb. 1974
- [5] GÖNEN, T.; FOOTE, B.L. Distribution system planning using mixed integer programming. Proc. IEE, v.128, Part C, n.2, p.70-9, Mar. 1981
- [6] GÖNEN, T.; RAMIREZ-ROSADO, I.J. Optimal multi-stage planning of power distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery, v.2, n.2, p.512-9, Apr. 1987.
- [7] AOKI, K. et al. New approximate optimization method for distribution system planning. IEEE Transactions on Power Systems, v.5, n.1, p.126-32, Feb. 1990.
- [8] HASSELFIELD, C.W. et al. An automated method for least cost distribution planning. IEEE Transactions on Power Delivery, v.5, n.2, p.1188-94, Apr. 1990.