

# Ambiente Integrado de Apoio à Operação de Redes de Distribuição com Geração Distribuída

F. Mirancos Cunha\*\*, J. Fuentes Lopes\*\*

F. H. Pereyra Zamora\*, A. P. Cunha\*, J. C. Guaraldo\*, H. Kagan\*, M. M. Lopes\*, M. R. Gouvêa

**Resumo** – Este trabalho apresenta o desenvolvimento de um aplicativo de apoio à operação de sistemas de distribuição que contempla técnicas, métodos e algoritmos dedicados ao tratamento rigoroso de redes ativas e não radiais, como ocorre com a inserção de unidades de Geração Distribuída (GD). A ferramenta desenvolvida é amigável e adequada para o uso em diversas simulações importantes para as concessionárias de distribuição de energia. Diversas características inovadoras do aplicativo podem ser destacadas, como a possibilidade de se efetuarem análises com redes reais considerando simultaneamente o impacto em todos os segmentos de distribuição (SDAT, SED, SDMT e SDBT), a utilização simultânea nos cálculos de dados georreferenciados e diagramas esquemáticos, a descrição das curvas de carga e geração com qualquer número de patamares, bem como o emprego de algoritmos evolutivos e de estimação de estados.

**Palavras-chave** – Algoritmos Evolutivos, Confiabilidade, Geração Distribuída, Priorização de Ações Operativas, Redes Inteligentes.

## I. INTRODUÇÃO

A utilização de Geração Distribuída (GD) é uma tendência mundial, constituindo-se num dos pilares das Redes Inteligentes de Distribuição (*Smart Grids*) [1].

Dentre os motivos associados a este crescente interesse podem ser citados:

- abertura do mercado de geração à participação de investidores privados;
- aproveitamento de fontes renováveis de energia, usualmente de menor porte que gerações convencionais;
- esgotamento ou prazo elevado das obras convencionais de geração.

Por definição, a GD é a geração que não é planejada nem despachada de forma centralizada, o que impõe um desafio à operação das redes às quais se conectam, em função dos potenciais impactos críticos ou negativos para o sistema, os

quais devem ser adequadamente estudados e gerenciados, como, por exemplo:

- ajustes ou alterações de proteção;
- incompatibilidades com religamentos automáticos;
- variações de tensão de curta duração, devido à partida ou parada dos geradores;
- controle de tensão em operação, uma vez que as formas de regulação convencionais assumem o fluxo de potência da subestação para as cargas apenas;
- harmônicos, nos casos de ligação através de inversores;
- estabilidade.

Não obstante as dificuldades técnicas impostas às concessionárias, a constante necessidade de expansão do setor elétrico e a abertura do mercado de energia para a conexão de produtores independentes à rede de distribuição das concessionárias de distribuição, criam um cenário favorável à GD, em que diferentes fontes de energia podem ser conectadas ao longo das redes de distribuição.

Tal crescimento da potência instalada de GD deve-se aos incentivos associados aos benefícios ou impactos positivos que envolvem os diferentes interessados (concessionária, empreendedores e sociedade) tais como:

- potencial para promover regulação de tensão em casos específicos;
- redução de perdas, desde que o despacho seja consistente com as cargas;
- liberação de capacidade da transmissão e distribuição;
- melhoria de confiabilidade e qualidade do suprimento;
- diferimento de investimentos de expansão, com efeitos sobre a tarifa;
- dependendo do tipo de geração substituída ou insumo primário utilizado, redução das emissões de gases estufa e ganhos com créditos de carbono;
- menor vulnerabilidade, quando comparada a uma grande planta geradora, a grandes acidentes ou, no caso de alguns países, ações terroristas e atentados.

Na área de concessão da AES Eletropaulo, atualmente existem basicamente duas plantas de GD que utilizam o biogás de aterros sanitários (Bandeirante e São João) como insumo primário.

A tecnologia adotada nesses empreendimentos é o emprego de motores a gás com potência entre 0,75 MW e 1,0 MW, em número suficiente para somar potências nominais totais entre 20 MW e 24 MW, mantendo-se um rodízio de unidades em manutenção.

Outras potencialidades podem advir de grandes plantas industriais ou comerciais que tenham cogeração instalada com excedente energético para exportar à rede.

A preparação para a simulação do impacto de empreendimentos de GD na Operação da Distribuidora se faz, por-

---

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.

\*\* F. M. Cunha e J. Fuentes Lopes ([joao.fuentes@aes.com](mailto:joao.fuentes@aes.com)) trabalham na AES Eletropaulo.

M. R. Gouvêa é professor Dr. da EPUSP/PEA/ENERQ.

\* F. H. Pereyra Zamora ([franz.zamora@sinapsisenergia.com](mailto:franz.zamora@sinapsisenergia.com)), A. P. Cunha ([antonio.cunha@sinapsisenergia.com](mailto:antonio.cunha@sinapsisenergia.com)), J. C. Guaraldo, H. Kagan e M. M. Lopes são atualmente pesquisadores da Sinapsis Inovação em Energia.

tanto, necessária com ferramentas computacionais flexíveis e que permitam uma modelagem adequada de redes ativas com configurações não radiais.

## II. ESPECIFICAÇÃO E PLATAFORMA DE DESENVOLVIMENTO

Após as etapas iniciais do P&D foi possível estabelecer as especificações técnicas, funcionais e de interface com os usuários para o aplicativo de apoio à Operação.

Definiu-se que o aplicativo deveria ser amigável para os despachantes do Centro de Operação, operar *off line* em relação aos sistemas Scada e Bancos de Dados de Distribuição, porém fazendo uso do cadastramento georreferenciado de redes existente na AES Eletropaulo.

Conceitualmente o aplicativo é constituído por uma plataforma de desenvolvimento (denominada *sinap t&d*) e módulos auxiliares.

A plataforma adotada foi uma ferramenta de análise e simulação de redes elétricas, elaborada a partir de conceitos não restritivos, permitindo a representação esquemática ou georreferenciada de qualquer tipo de rede, onde coexistem modelos de cargas distintos, geradores ou dispositivos, como capacitores e reatores chaveados, descritos por curvas em patamares com duração qualquer.

Além disso, agregou-se a capacidade de representação de redes por seus equivalentes elétricos, o que se constitui numa forma conveniente de realizar simplificações para obter o foco nas partes do sistema de maior interesse, bem como aceleração dos cálculos, sem perda de precisão nos resultados.

Isto é, a plataforma foi utilizada como um ambiente de suporte avançado, o qual possibilitou a inclusão de novos módulos ou funcionalidades compatíveis com as necessidades do projeto, sem perda de generalidade ou restrições.

Assim sendo, os módulos e funcionalidades disponíveis na plataforma são aqueles de uso comum ou geral para as simulações: fluxo de potência, curto-circuito, estimador de estados, editor gráfico e outros utilitários para configuração, visualização e localização de elementos de rede.

Adicionalmente, por uma conveniência operacional, podem ser utilizadas bases cartográficas acessíveis pela *internet* (ex.: *GoogleMaps*<sup>MR</sup>), desde que se disponha da assinatura corporativa desse serviço.

### A. Fluxo de Potência

Os estudos de fluxo de potência fornecem as informações necessárias para diversos outros módulos do aplicativo completo.

Para obter a necessária flexibilidade a plataforma dispõe dos métodos numéricos de resolução do sistema de equações do fluxo de potência de Gauss e Newton-Raphson, com aplicação em redes equilibradas e desequilibradas.

### B. Curto-Circuito

Assim como o fluxo de potência, os cálculos de curto-circuito fazem parte do conjunto básico de funcionalidades e são necessários para o desenvolvimento de outros módulos, como aqueles referentes a análise dos sistemas de proteção.

A partir da determinação das tensões de pré-falta nas barras do sistema são calculados simultaneamente todos os tipos de curto-circuito no ponto indicado da rede.

### C. Redes Equivalentes

Muitas vezes interessa estudar apenas uma parte da rede elétrica. Se houver execução repetida dos algoritmos de cálculo, o tempo de processamento na rede completa pode tornar-se crítico.

As redes equivalentes permitem simplificar o estudo de regiões específicas do sistema elétrico sem desprezar o efeito das regiões externas. Isto significa efetuar uma redução da rede elétrica.

Por exemplo, não é necessário representar todos os nós da rede de BT quando se estuda a rede de MT (Ex. Rede BT convencional ou Reticulados de BT da AES Eletropaulo).

A corrente injetada nas barras que serão removidas deve ser refletida adequadamente nas barras que serão mantidas e esse é o objetivo principal da redução de uma rede elétrica.

Os caminhos elétricos proporcionados pelas ligações que serão removidas (impedâncias) devem ser representados adequadamente na rede resultante. Assim, no processo de redução de redes consideram-se dois tipos de barras (mantidas e removidas) e dois tipos de ligações (originais e criadas pela redução).

A rede reduzida é obtida a partir de um ponto de operação da rede original (solução do fluxo de potência). Obviamente, a rede reduzida será utilizada em estudos onde outros pontos de operação serão analisados (alteração da tensão de suprimentos, alteração das cargas, análise de contingências).

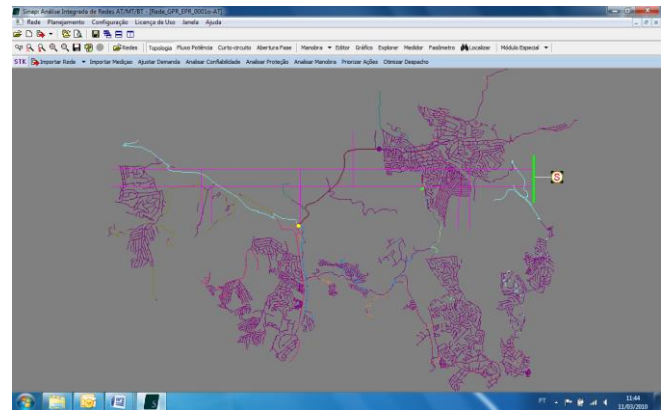


Figura 1. Rede de Distribuição (Subtransmissão, MT e BT)

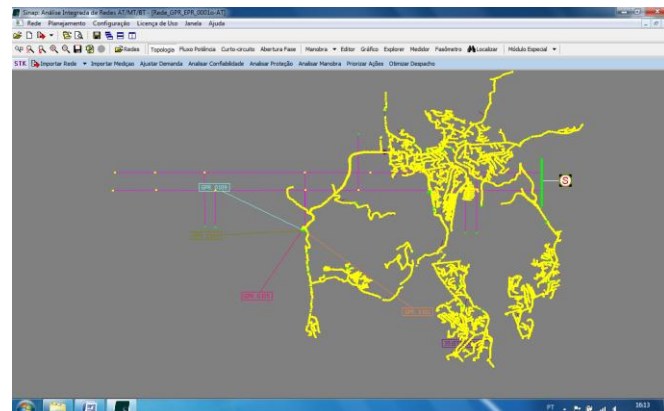


Figura 2. Rede de Distribuição com Equivalentes

As Figuras 1 e 2 ilustram uma rede de distribuição completa (SDAT, SDMT e SDBT) [2] e a mesma rede representada por redes equivalentes, onde apenas os circuitos que participarão da análise são apresentados visualmente.

#### D. Estimação de Estados

O processo de estimação de estados visa determinar o valor mais provável das variáveis de estado do sistema, a partir de medições imperfeitas e redundantes.

Num sistema de potência, as variáveis de estado são magnitudes e ângulos de fase relativos às tensões de barras do sistema. As entradas de um estimador são as medições disponíveis, como magnitude de tensão e potência, fluxos ativo e reativo e correntes.

A técnica tradicional de estimação de estados está baseada no método dos mínimos quadrados ponderados, para minimizar as diferenças entre cada valor medido e seu valor verdadeiro dividido pela variância do erro dos medidores. Assim, o método atribui à medição mais acurada um peso maior na composição dos resultados [3], [4].

Um problema recorrente nos estudos de distribuição é ter medições totais nas saídas das subestações inconsistentes com as demandas estimadas a partir dos consumos faturados dos clientes.

A partir de adaptações da metodologia convencional, a plataforma sinap t&d utiliza a estimação de estados para a correção das demandas inicialmente previstas pelas curvas típicas de carga, de modo a obter a máxima consistência com as medições disponíveis no sistema (sejam nos alimentadores principais, grandes clientes ou outros pontos).

Essa característica, não só agiliza a realização das simulações como também elimina muitas vezes decisões subjetivas por parte do usuário.

#### E. Integração com cartografia Google Maps<sup>MR</sup>

O sinap t&d apresenta também a funcionalidade de conectividade com o *GoogleMaps*<sup>MR</sup>, o que auxilia na edição e visualização de redes.

Em particular para a Operação, essa funcionalidade ajuda o despachante do Centro de Operação a localizar equipamentos e chaves para manobras.

A Figura 3 apresenta esse recurso.

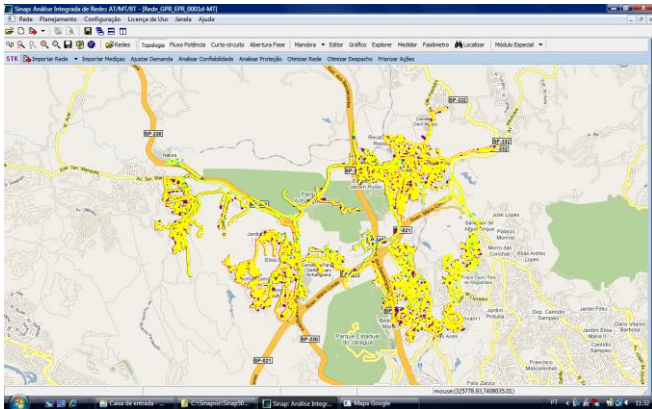


Figura 3. Conectividade com *GoogleMaps*

### III. TÉCNICAS, MÉTODOS E ALGORITMOS

O desenvolvimento do ambiente de apoio à operação de redes com geração distribuída está baseado em um conjunto de técnicas, métodos e algoritmos selecionados e concebidos para propiciar o rigor técnico e a flexibilidade necessárias para as simulações de redes de distribuição com inserção de unidades de GD.

Cada uma delas está descrita brevemente a seguir.

#### A. Confiabilidade

O propósito desse módulo é permitir uma análise da influência da instalação de GD sobre a avaliação da confiabilidade dos sistemas de distribuição [5].

Assim sendo, considera-se que uma ou mais unidades de GD podem contribuir para suprir parte da carga no caso da indisponibilidade da fonte principal.

Também, pode-se considerar a ocorrência de uma falha que causa no sistema a desconexão do suprimento principal e da(s) própria(s) GD.

Deste modo, os índices ligados à frequência não são modificados na presença da GD.

Por outro lado, haverá uma redução dos índices relacionados com a duração, na parte da carga, que pode ser atendida pela GD enquanto a causa de interrupção do suprimento principal está sendo restabelecida. Espera-se que esse benefício seja maior se a fonte de energia da GD é considerada sempre disponível e as unidades podem ser pré-programadas.

De um modo geral, a GD pode ser modelada como um suprimento de retaguarda com restrição de transferência igual a sua própria capacidade.

A metodologia para a determinação dos índices de confiabilidade dos sistemas elétricos está fundamentada na determinação dos cortes mínimos de uma rede genérica, que consiste em analisar a possível falha dos componentes da rede e determinar quais as falhas ou combinações de falhas que podem vir a causar a interrupção dos caminhos entre fontes e cargas [6].

Neste tipo de análise de confiabilidade, geralmente é suficiente considerar situações de faltas simples (1ª ordem) ou 2ª contingência. Porém, é possível considerar a análise de interrupções de 3ª ordem.

Este modelo:

- a) tem como dados básicos para estudo da confiabilidade a topologia do sistema, que pode incluir linhas e equipamentos, permitindo arranjos radiais ou em malha, avaliando os cortes mínimos e índices em qualquer ponto do sistema em estudo;
- b) permite a consideração de (múltiplos) componentes uni e bidirecionais, entre dois nós quaisquer e múltiplos nós de suprimento, o que é fundamental para a representação correta de diferentes arranjos de subestações de distribuição.

No algoritmo que define o método dos cortes mínimos, são necessárias as seguintes informações:

- c) topologia do sistema, incluindo os dados de nós e dados das ligações;
- d) dados de confiabilidade de cada componente (taxas de falha e tempos de restabelecimento, separando-se as interrupções programadas e acidentais).

A metodologia básica parte da topologia existente e determina para cada nó especificado, os caminhos mínimos proveniente das fontes e os correspondentes cortes mínimos (componente ou conjunto de componentes que quando falham interrompem o fornecimento de energia no nó especificado).

Nos estudos de confiabilidade deve-se ter em conta que a operação ilhada de unidades de GD não é usual.

### B. Proteção

Os dispositivos e esquemas de proteção de sistemas de distribuição convencionais são, em geral, projetados para aplicação em sistemas radiais, onde o fluxo de potência é unidirecional e os transformadores das subestações são as únicas fontes de suprimento.

As mudanças que aparecem na presença das GD estão relacionadas com fluxos de potência em mais de uma direção e aumento das contribuições de corrente devido ao suprimento por mais de uma fonte de energia. Esse problema complica as regras de coordenação e seletividade usuais [7], [8].

Dessa forma, devem ser realizados ajustes nos dispositivos existentes ou introdução de novas proteções com a finalidade de assegurar que as fontes dispersas não afetem adversamente o seu sistema.

A segurança do pessoal é uma preocupação particular. Durante a manutenção e reparo programado como também durante serviços de emergência, as concessionárias precisam isolar ou desenergizar apropriadamente partes da rede.

Para assegurar esses procedimentos eles devem conhecer a alocação de todas as fontes de suprimento de energia do sistema e ter visibilidade dos interruptores fechados para isolar partes de rede de forma eficiente.

Para os fins das simulações de proteção realizadas pela ferramenta o aspecto importante é dispor de um módulo integrado com o fluxo de potência e curto-circuito, contendo curvas de atuação tempo-corrente de dispositivos de proteção como elos fusíveis e relés previamente armazenadas.

A figura 4 ilustra, em grandes blocos, a implementação do aplicativo.

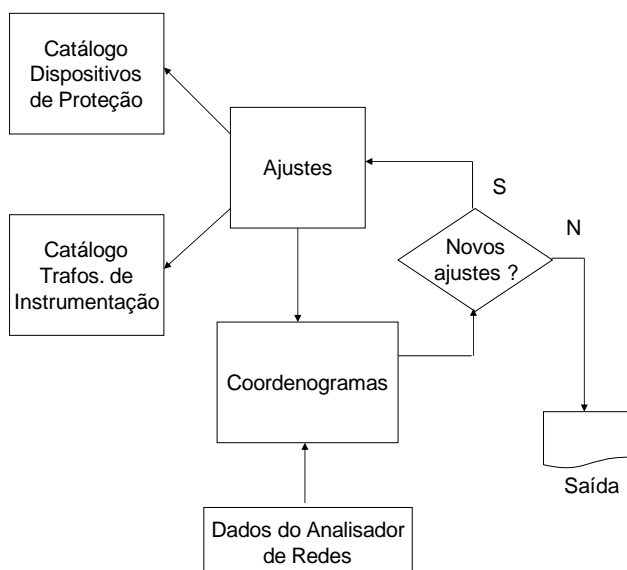


Figura 4. Macro fluxograma do módulo de proteção.

### C. Manobras de Rede

Os cortes de carga podem ser necessários nas seguintes situações:

1) quando a geração e transmissão não conseguem atender a demanda; e

2) quando os consumidores são afetados pela presença de uma contingência e o maior número de consumidores (incluindo consumidores críticos) devem ser restabelecidos.

Os centros de operação das concessionárias de energia elétrica são obrigados a solicitar cortes de carga no sistema de distribuição toda vez que a geração e/ou transmissão não atendem toda a demanda de energia elétrica.

O não atendimento aos clientes é prejudicial tanto para a empresa quanto para os consumidores. Do ponto de vista da qualidade da energia fornecida, o procedimento de execução destes cortes pode influenciar diretamente nos indicadores de continuidade e satisfação dos clientes.

A execução dos respectivos cortes de carga se baseia em estudos técnicos dos diagramas unifilares, programas de fluxo de potência e na experiência dos operadores. Essa base de informações possibilita o não desligamento de clientes prioritários, mas com baixo nível de otimização.

Um possível desligamento de blocos de carga e alimentadores pode ser realizado considerando os seguintes critérios: minimizar o desligamento de serviços essenciais e de alimentadores com problemas de metas de DEC (tempo médio de duração das interrupções) e/ou FEC (frequência média das interrupções) e a redução do valor da energia esperada não suprida (receita não faturada) [5].

Com o propósito de auxiliar ao operador na tomada de decisões que envolvam essas situações de desligamento de consumidores é importante determinar quais os blocos de carga e alimentadores devem ser desligados para efetuar o corte de carga solicitado pela operação ou devido a uma contingência, de forma otimizada.

Mediante o processo de otimização espera-se classificar aqueles consumidores que apresentarem a melhor combinação de fatores que possibilite o restabelecimento do maior número de consumidores. O problema para aliviar os sistemas de geração e/ou transmissão não será abordado.

O objetivo é auxiliar à concessionária, que poderá efetuar o corte previsto com o menor prejuízo em suas receitas e na sua imagem com o incremento da qualidade do serviço prestado.

A sociedade também sai ganhando com o corte otimizado. Clientes prioritários como hospitais, creches, segurança pública, aeroportos, etc., serão mais resguardados durante os procedimentos de corte.

### D. Priorização de Ações Operativas

A reconfiguração de redes envolve a abertura e fechamento de chaves ao longo da rede elétrica o que provoca uma alteração nos fluxos de potência, obrigando assim, a uma análise criteriosa das várias possibilidades de configurações topológicas, de maneira que sejam respeitadas as restrições e para que uma dada função objetivo seja, dentro do possível, otimizada [9].

Sob operação normal, os objetivos são evitar sobrecargas nos transformadores de distribuição, sobrecarga térmica nos alimentadores, níveis de tensão anormais em diferentes pon-



tos da rede elétrica e minimização do impacto nos indicadores técnicos de qualidade. Reconfigurar significa analisar o comportamento da rede em diferentes situações de carregamento e topologia.

Quando ocorre um defeito na rede ou uma manutenção programada que requer um desligamento na rede, há a necessidade de reconfigurar o sistema a fim de minimizar a quantidade de consumidores prejudicados.

Com a implementação de algoritmos de otimização, nos problemas de reconfiguração de rede em sistemas de distribuição, pretende-se realizar a configuração de redes de distribuição através de manobras dos dispositivos de seccionamento com a finalidade de operar o sistema da forma mais eficiente, respeitando os limites de carregamento e tensão.

O problema de reconfiguração de rede se situa como um modelo de programação não linear inteira mista (PNLIM) com uma explosão combinatória significativa do número de possíveis topologias.

A solução do problema de reconfiguração envolve a seleção da configuração de rede que propicie o menor corte de carga e que satisfaça as restrições previstas, dentro o conjunto de possíveis configurações. Uma formulação genérica do problema de reconfiguração visa atender as seguintes restrições:

Restrições de carregamento (verificado por fluxo de carga);

- a) Radialidade;
- b) Níveis de tensão;
- c) Confiabilidade do sistema;
- d) Balanço de carga entre os alimentadores.

As restrições de radialidade são próprias de sistemas de distribuição que operam radialmente.

Determinar a topologia ótima de um sistema de distribuição exige analisar um conjunto significativo de topologias existentes na rede elétrica.

### E. Despacho Econômico

O problema convencional de despacho econômico de usinas consiste na obtenção dos níveis ótimos de geração de potência das diferentes unidades, cada uma com o seu respectivo custo de operação, de modo a satisfazer em todo momento os requerimentos variáveis de demanda, tomando em consideração, simultaneamente, as disponibilidades de recursos, as restrições de capacidade de geração das unidades disponíveis e a capacidade de transmissão das linhas existentes na rede elétrica [10].

O despacho econômico de unidades de GD envolve uma adaptação desses conceitos considerando que a distribuidora não é, em geral, a proprietária da geração e nem sempre depende dela para prover o suprimento aos seus consumidores.

Assim sendo, o nível econômico de despacho, sob o ponto de vista da concessionária, deve considerar as perdas no SDMT e, eventualmente SDAT e as receitas com o uso do sistema de distribuição em função da variação diária das cargas.

Por outro lado, a curva de despacho praticada pode ter sido definida por outros parâmetros, dependendo de incentivos e custos operacionais, tais como receitas em créditos de carbono, venda de energia e desconto na TUSD.

### F. Algoritmos Evolutivos

No âmbito do projeto de P&D Algoritmos Evolutivos foram utilizados na resolução dos módulos de priorização de ações operativas (Algoritmos Genéticos) e despacho econômico (Estratégias Evolutivas - EE), para otimizar os respectivos processos.

As abordagens evolutivas caracterizam-se por diversos aspectos, dentre os quais se destacam: estruturas de dados utilizadas para codificar um indivíduo, operadores genéticos empregados, métodos para criar a população inicial e métodos para selecionar indivíduos para a geração seguinte.

Entretanto, perdura o princípio comum de que uma população de indivíduos sofre algumas transformações ao longo de gerações e que, durante a evolução, os indivíduos competem pela sobrevivência.

No processo de otimização através de um algoritmo genético a população inicial de indivíduos, codificada como um conjunto inicial de *strings*, é geralmente estabelecida de modo aleatório [9].

Em seguida, as populações evoluem em gerações, basicamente através de três operadores:

- a) reprodução, que corresponde a um processo no qual os indivíduos são copiados para a geração futura em função de sua função de avaliação;
- b) cruzamento, que corresponde a um operador que atua sobre um par de *strings* escolhidos aleatoriamente;
- c) mutação, que corresponde a um operador que pode modificar, com certa probabilidade, os valores de genes (alelos) dos *strings*.

Em relação às estratégias evolutivas, o algoritmo genérico envolve tipicamente três passos, que devem ser repetidos até que um determinado número limite de iterações seja excedido ou que uma solução desejável seja obtida:

- a) uma população de possíveis soluções é escolhida aleatoriamente, representando uma população inicial de indivíduos pais (o número de indivíduos na população é altamente relevante para a velocidade da otimização, mas não há meios de saber de antemão qual o número apropriado de indivíduos);
- b) cada população de pais é replicada em uma nova população e cada uma das soluções de descendentes é modificada de acordo com operadores de mutação e recombinação;
- c) cada solução descendente é avaliada pela computação de sua adequação (o tamanho da população não precisa necessariamente ser mantido constante, nem um número fixo de descendentes é determinado para cada genitor).

Os processos de mutação e recombinação, conhecidos como operadores, não dependem, *a priori*, da natureza do problema. Já a formulação do indivíduo e o método de avaliação devem ser adaptados ao problema específico.

A Figura 5 apresenta um fluxograma para o desenvolvimento de um algoritmo de EE.

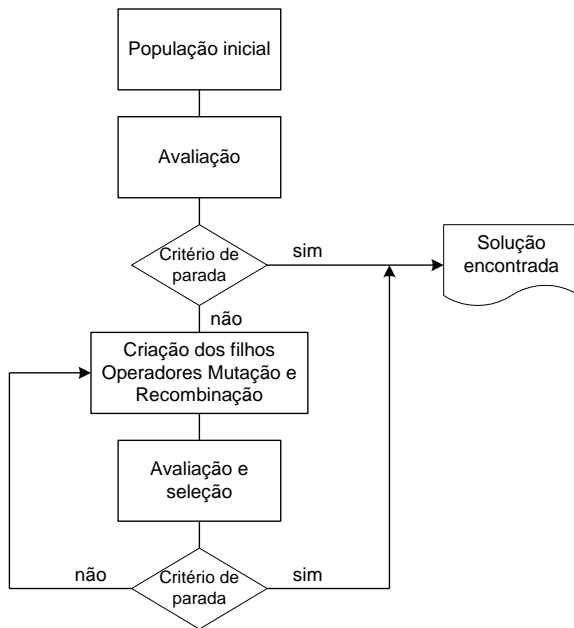


Figura 5. Fluxograma do algoritmo evolutivo.

#### IV. ESTUDO DE CASO

A ferramenta computacional desenvolvida no âmbito do P&D teve sua aplicação consolidada num estudo de caso piloto, considerando na análise todos os níveis de tensão da rede (SDAT, SED, SDMT e SDBT) e utilizando os diversos módulos disponíveis na ferramenta.

O estudo tem como objetivo realizar uma série de simulações com uma rede de distribuição real que envolve a ETD Gato Preto, UTE Bandeirantes (Biogás) - ECH Eco Perus e circuitos associados. As simulações realizadas, também, visam verificar e validar os respectivos módulos desenvolvidos, sendo necessário o preparo adequado do ambiente de análise SINAP T&D.

As características da rede em análise são as seguintes:

- Linha de Subtransmissão 88 kV;
- Subestação ETD Gato Preto (GPR) 88/13,8 kV;
- Rede de Distribuição MT Gato Preto (4 circuitos);
- Rede de Distribuição MT Eco Perus (4 circuitos);
- UTE Bandeirantes (Biogás) 13,8 kV.

##### A. Importação de Redes

A criação ou preparo do ambiente de simulação para o caso piloto consiste na:

- importação de dados de redes de subtransmissão, MT e BT;
- adição da ETD Gato Preto, com auxílio do Editor Gráfico;
- adição da ECH Eco Perus, com auxílio do Editor Gráfico.

A Figura 6, mostra uma tela com a topologia da rede de distribuição em análise, contemplando os diversos níveis de tensão e as Figuras 7 e 8 apresentam os detalhes da subestação e estação de geração distribuída.

Os dados importados para compor as redes MT e BT correspondem aos dados georeferenciados da plataforma GIS

da AES Eletropaulo, enquanto os dados da rede de subtransmissão correspondem aos dados com formato Anarede e diagramas esquemáticos associados.

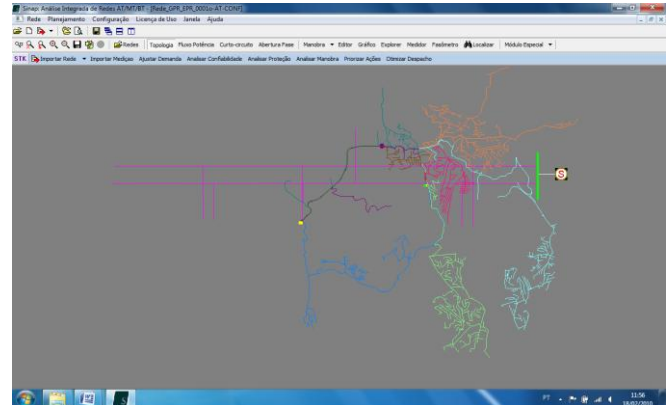


Figura 6. Rede de Distribuição sob análise.

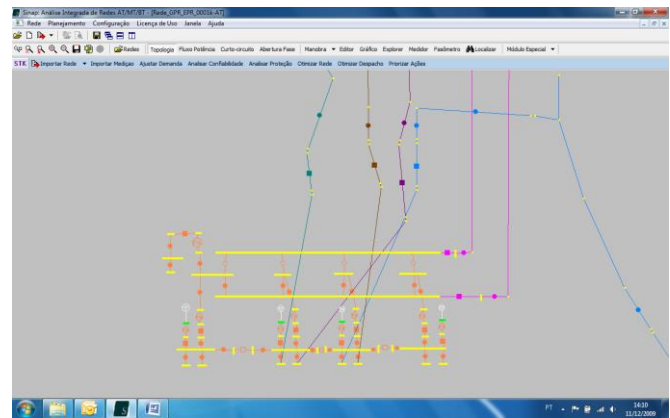


Figura 7. Diagrama esquemático da subestação.

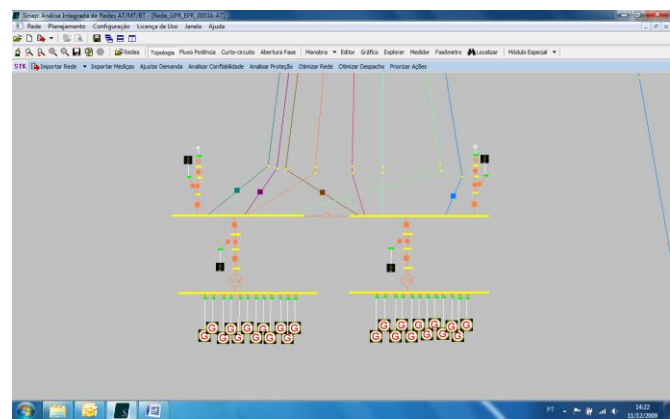


Figura 8. Diagrama esquemático da GD.

##### B. Importação de Medições

No módulo **Importar Medição** o usuário seleciona um arquivo com formato XML com as medições na entrada do circuito primário e o programa executa a leitura do arquivo e grava uma base de dados de medição (que será usada no ajuste de demanda).

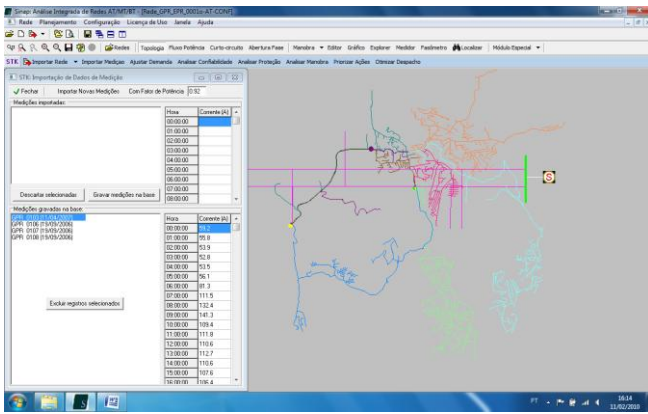


Figura 9. Importação de medições

### C. Ajuste de Demandas

O ajuste de demanda é realizado através do respectivo módulo e está baseado nas informações das medições associadas aos alimentadores da rede.

No módulo **Ajuste de demanda** é aberta uma tela que mostra quais circuitos primários da rede em análise têm medição (criada pelo módulo Importar Medição). O usuário pode selecionar quais circuitos deverão ser ajustados. Confirmando o ajuste, as cargas serão alteradas para que a demanda calculada pelo fluxo fique com valores próximos aos valores medidos.

A Figura 10 apresenta resultados do ajuste de demanda para um dos circuitos que fazem parte da análise. O ajuste de cargas é realizado para as classes (residencial, comercial, industrial, etc.) conforme selecionadas.

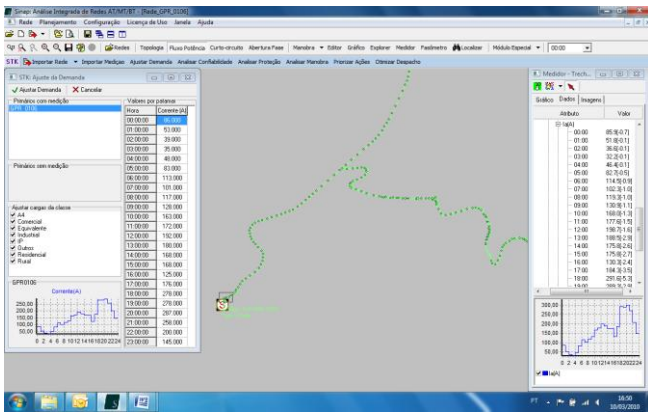


Figura 10. Resultado do ajuste de demandas.

### D. Fluxo de Potência

A ferramenta caracteriza-se por apresentar diversos modelos de fluxo de carga (Gauss e Newton Raphson, para Rede Equilibrada e Rede Desequilibrada).

São calculados os fluxos de potência para todos os patamares previstos e o horizonte de previsão. Assim, durante as 19 horas observa-se sobrecarga (cor amarelo) em alguns dos trechos conforme apresentado na Figura 11.

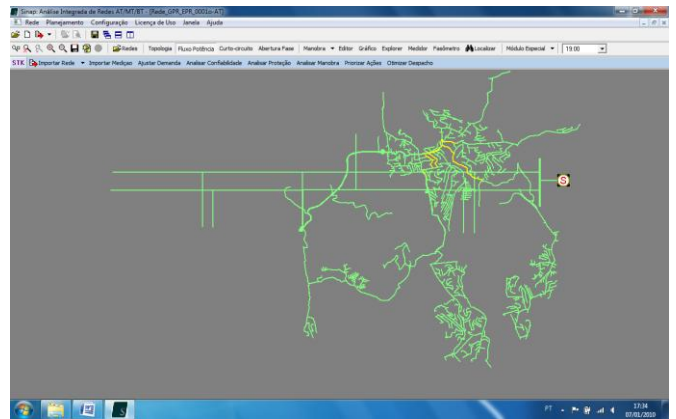


Figura 11. Fluxo de potência (patamar das 19 horas).

### E. Curto-Circuito

As possibilidades de análise de curto-circuito são diversas: nas barras da ETD, nas barras da GD, nos trechos de rede, etc. A figura 12 apresenta os resultados para um curto-circuito aplicado num dos trechos da rede de distribuição.

O ambiente de apoio à operação disponibiliza os seguintes resultados de simulação em relação ao cálculo de curto-circuito:

- Fase Terra;
- Fase Terra com Impedância;
- Dupla Fase;
- Dupla Fase Terra;
- Dupla Fase Terra com Impedância;
- Trifásico.

Para a falta aplicada são calculados todos os tipos de curto-circuito mencionados, além de observar graficamente as contribuições ao ponto de falha.

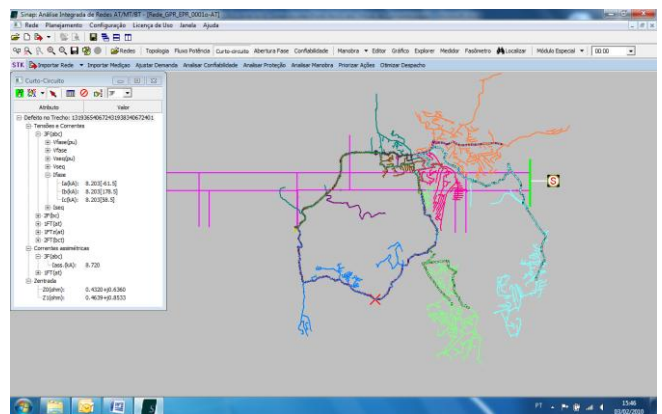


Figura 12. Simulações de curto-circuito.

### F. Confiabilidade

Na análise de Confiabilidade são determinados os Indicadores Globais, Indicadores por Rede e Indicadores por Ponto de Carga. A figura 13 apresenta os resultados obtidos onde graficamente são observados os elementos de rede com seu valor associado conforme definido na configuração da figura 14.

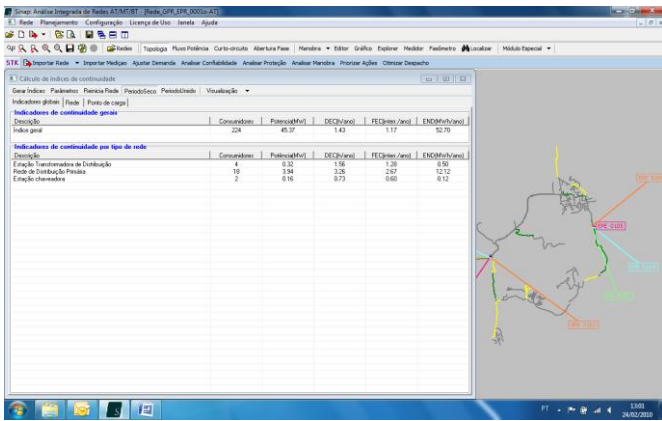


Figura 13. Resultados dos índices de confiabilidade.

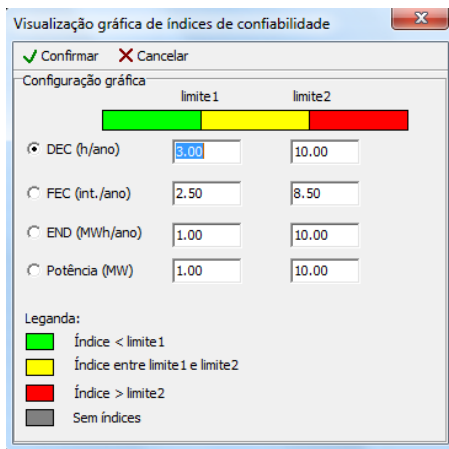


Figura 14. Limites prefixados dos indicadores.

### G. Manobras de Rede

O módulo de manobras de rede permite ao usuário criar uma série de alternativas que podem ser comparadas através de índices de mérito.

O objetivo é determinar o corte de carga envolvido, e auxiliar ao usuário na tomada de decisões para priorizar um eventual fornecimento de energia ou evitar a possibilidade de corte.

Junto a esse módulo tem destaque o uso do Editor Gráfico que de forma sutil permite a abertura/fechamento das chaves ou dispositivos de corte.

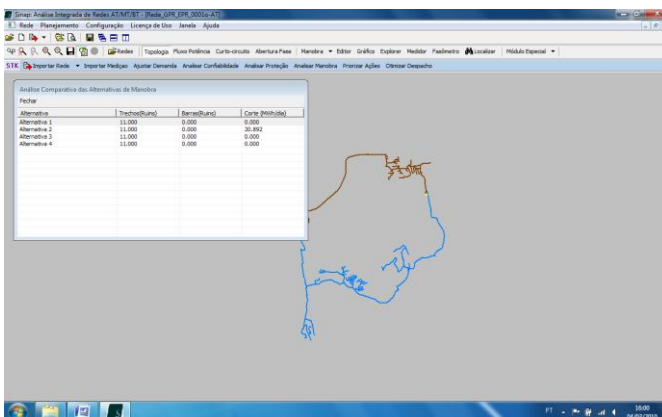


Figura 15. Corte de carga das alternativas.

### H. Priorização de Ações Operativas

O módulo de priorização de ações operativas utiliza um algoritmo evolutivo e o fluxo de carga como auxiliar para identificar o estado da rede em análise em relação à sobrecarga nos trechos e aos problemas de tensão nas barras.

Inicialmente são configurados os parâmetros que influenciam na avaliação. Assim, são considerados para avaliação os pesos do corte de carga, do sobrecarregamento, e do número de manobras. Além disso, tem-se a avaliação da tensão nas barras. A tolerância de sobrecarregamento pode ser definida pelo usuário (%). Na aba **Algoritmo**, são definidos os parâmetros referentes ao algoritmo evolutivo.

A critério do usuário pode-se proceder à seleção de chaves não-manobráveis e à identificação do ponto de falha (ex. trecho). Na Figura 16, após executar a opção de **Priorização de Ações**, verifica-se no resultado a nova topologia após execução automatizada das manobras.

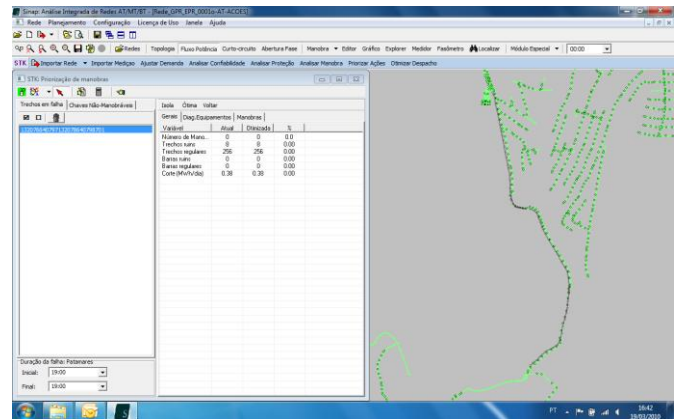


Figura 16. Otimização de ações operativas.

Como resultados gerais do processo, tem-se informações de: número de manobras, trechos ruins, trechos regulares, barras ruins, barras regulares e o respectivo corte de carga (MWh/dia).

### I. Proteção

A análise da proteção resume-se a seguir os seguintes passos:

- selecionar o ponto de defeito;
- selecionar as chaves onde existe proteção;
- editar proteção (configurar)
- rodar análise.

A figura 17 apresenta resultados da análise, onde após indicar o ponto de defeito são sensibilizadas as chaves a montante, para que posteriormente, sejam aplicadas as funções de proteção e proceder a seu respectivo ajuste e coordenação.

Na figura 18 apresenta-se um diagnóstico da atuação dos dispositivos de proteção, o qual pode ser utilizado para avaliar problemas ou a operação como desejado.



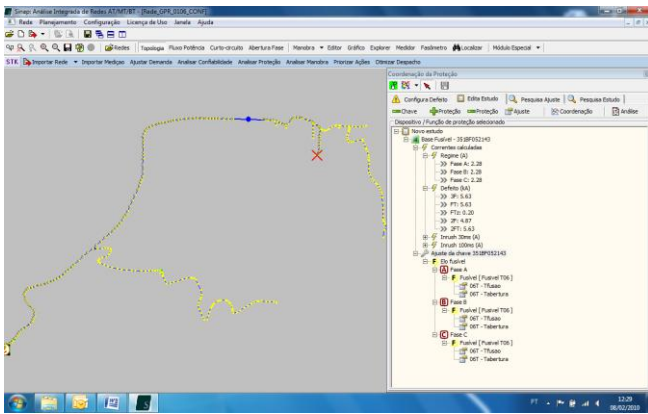


Figura 17. Simulações de proteção

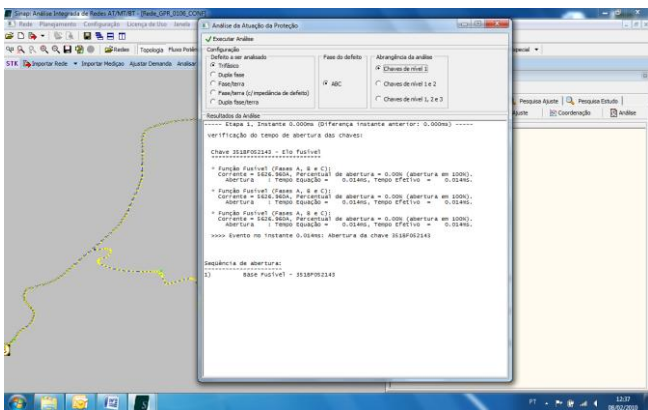


Figura 18. Diagnóstico da operação das proteções.

### J. Despacho Econômico

O módulo de otimização do despacho permite a seleção de equipamentos (grupos de geradores) para análise.

Assim, pretende-se realizar a otimização do despacho dos 2 grupos de geradores, para o patamar das 19 horas. Analogamente, pode-se proceder para a curva de carga de 24 horas.

Na edição de parâmetros gerais definem-se os valores de entrada para o processo de otimização. Como dados de entrada tem-se: os custos de energia (suprimento, perdas) TUSD, parâmetros de avaliação técnica (sobrecarga nos trechos e tensão nas barras) e faixa de atuação do despacho (% Pmax e % Vmax).

A aba **Algoritmo** (Evolutivo) define os parâmetros associados como a execução do próprio algoritmo evolutivo (padrão). Após a seleção dos equipamentos que participarão do processo verificam-se os parâmetros escolhidos (Pmin e Pmax, Vmin e Vmax)

Ao executar a opção **Otimizar** procede-se a rodar o algoritmo evolutivo e os resultados são obtidos para todos os grupos de equipamentos escolhidos.

A solução encontrada permite observar os novos valores de fluxo de potência para a rede em análise, verificando-se uma melhoria considerável no despacho de energia.

O módulo de despacho possibilita que a concessionária disponha de uma ferramenta para definir que a energia injetada na rede corresponda a uma curva de carga adequada e de interesse da própria concessionária com a finalidade de

ter um melhor controle da rede, nas horas desejadas, a diferença de um despacho de energia fixa durante o dia todo.

A execução do algoritmo para os 24 patamares direciona a obter a curva de carga diária ótima desejada.

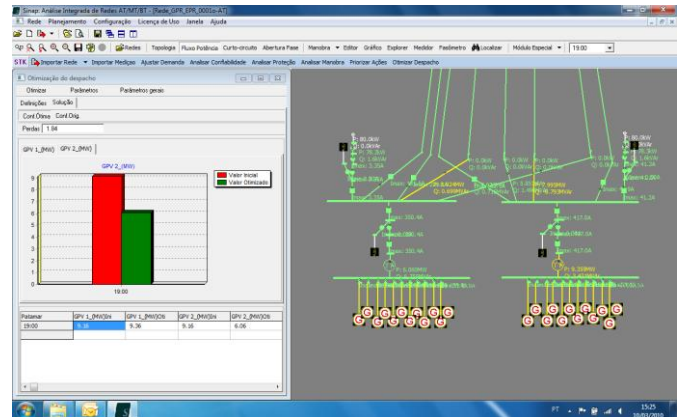


Figura 19. Simulações de despacho econômico.

Na figura 19 observam-se os novos valores para os grupos de geradores GPV1 e GPV2, 9,36 MW e 6,06 MW respectivamente, sendo que inicialmente ambos injetavam 9,36 MW.

## V. DIRETRIZES OPERATIVAS

As experiências adquiridas ao longo do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento foram utilizadas para o estabelecimento de diretrizes operativas, que contribuam com o processo de conexão de uma nova unidade de GD à rede de distribuição da concessionária, de forma mais eficiente para todos os interessados, incluindo os consumidores cuja qualidade do serviço pode ser impactada [11], [12].

Para um tratamento adequado pela concessionária sugere-se dividir o processo nas seguintes etapas (ilustradas no fluxograma da Figura 20):

- a) Consulta inicial de acesso;
- b) Processamento preliminar das informações e estabelecimento de indicadores de criticidade;
- c) Aspectos técnicos da conexão;
- d) Acordo operativo;
- e) Ensaios de comissionamento;
- f) Instruções operativas;
- g) Ensaios e verificações periódicas durante a operação.

Com base nas informações obtidas do acessante e das condições vigentes na rede deve-se verificar a criticidade da instalação. Como exemplos de indicadores de criticidade a serem analisados podem se considerar:

- a) Potência instalada acima de 30 kW;
- b) Corrente da GD acima de 1 % da menor corrente de falta no ponto previsto de conexão;
- c) Percentual de penetração (potência/carga) acima de 20 %.

Outros aspectos contemplados pelas diretrizes operativas são o uso de listas de verificação para levantamento sistemático dos dados das novas conexões, as cláusulas mínimas a serem consideradas no acordo operativo e possibilidade de participação da concessionária nos ensaios de comissionamento.

mento da planta de GD.

## VI. POSSÍVEIS EXTENSÕES DO PRESENTE TRABALHO

O presente trabalho cria diversas oportunidades de extensões e novos desenvolvimentos, como a seguir descrito.

Em primeiro lugar o aplicativo desenvolvido pode ser adaptado para se tornar a base das simulações técnicas *on line* de um Sistema de Gerenciamento de Distribuição, que integre medições ou dados de estados de dispositivos de chaveamento da rede.

Além disso, a plataforma que deu origem a ferramenta já dispõe de todos os pré-requisitos e elementos básicos para a simulação de redes inteligentes.

De fato, a estrutura de modelagens e algoritmos avançados existentes é compatível com esquemas de medição inteligente e tarifas horo-sazonais.

As complementações necessárias do aplicativo para simulação de Redes Inteligentes consistem, por exemplo, em resposta das cargas às mudanças de tarifa ou modelos para o tratamento de dispositivos de armazenagem de energia não usuais nas redes atuais, os quais, porém, representam a complementação das GD.

## VII. CONCLUSÕES

Foi desenvolvido um ambiente integrado de apoio à operação de redes de distribuição com geração distribuída. Este ambiente de simulação utiliza recursos da plataforma sinap t&d onde foram adicionados novos módulos.

Uma série de simulações foram realizadas para a ETD Gato Preto, ECH ECO Perus e circuitos associados. O propósito dessas simulações teve a finalidade de validar os módulos desenvolvidos no ambiente de simulação de redes SINAP no âmbito do projeto de P&D. As redes utilizadas correspondem a redes reais do sistema de distribuição (sub-transmissão, MT e BT) da AES Eletropaulo.

Ainda, outras possibilidades de análise podem ser feitas com a ferramenta. Porém, uma análise na rede BT demanda maior tempo e esforço computacional, dependendo da configuração da máquina.

Destaca-se a análise realizada considerando-se simultaneamente todos os níveis de tensão de distribuição, como forma de mostrar a versatilidade da ferramenta e dos módulos desenvolvidos.

A interface amigável da ferramenta, facilidade de uso e possibilidade de adição de novos módulos, possibilita a sua aplicação e implantação em sistemas corporativos próprios das concessionárias de energia.

## VIII. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à AES Eletropaulo a permissão para publicar os dados desse artigo.

## IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Visitas Técnicas ao CESI, à ENEL e Universidades de Pisa, Pádua e Bolonha no período de 06/10 a 10/10, correspondência interna dos autores.

- [2] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, ANEEL.
- [3] Monticelli, A. "Generalized State Estimation", Editora McGraw-Hill, 2000.
- [4] J. M. C. Pereira, *A state estimation approach for distribution networks considering uncertainties and switching*, Tese de doutoramento, Univ. do Porto, 2001.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução No. 24, de 27 de Janeiro de 2000. *Disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras*.
- [6] R. N. Allan, R. Billinton, M. F. De Oliveira, *An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of General Network Configuration*. IEEE Transactions on Reliability, Vol. R-25, No. 4, October 1976.
- [7] EPRI White Paper. Integrating Distributed Resources into Electric Utility Distribution Systems. 2001.
- [8] Cooper Power Systems. *Electrical Distribution System Protection*. Third Edition. 1990.
- [9] N. Kagan: *Configuração de Redes de Distribuição Através de Algoritmos Genéticos e Tomada de Decisão Fuzzy*. Tese de Livre Docência: EPUSP, 1999.
- [10] A. J. Wood & B. F. Wollenberg. *Power generation, operation and control*. Wiley –Interscience, 1996.
- [11] Eletropaulo. Acordo Operativo Eletropaulo UTE São João Biogás;
- [12] IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Std 1547.2-2008.

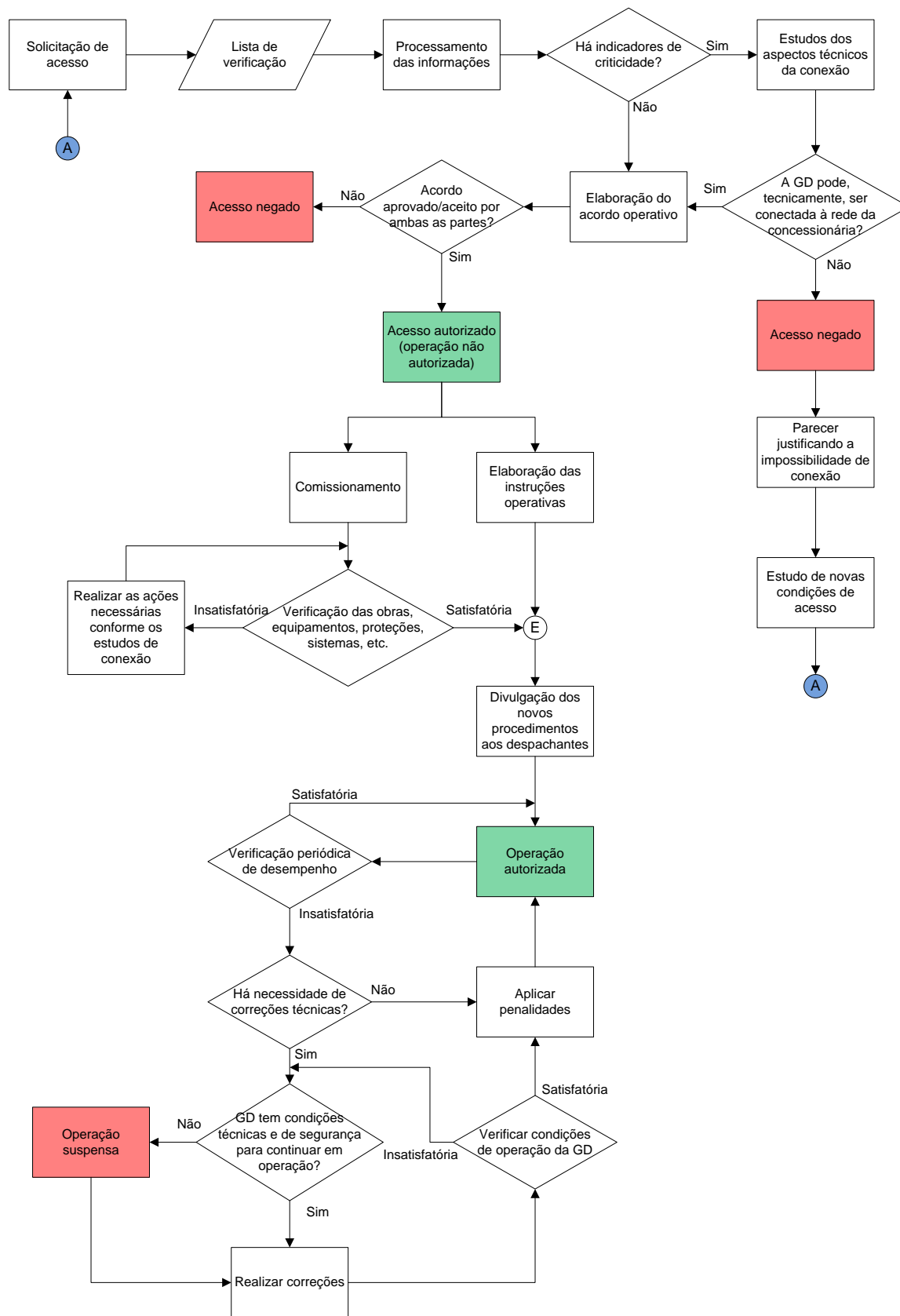


FIGURA 20. Fluxograma geral do processo para operação de uma unidade de GD.