

Detecção, Isolamento, Inspeção e Restabelecimento de Energia em Tempo Real em Sistemas de Distribuição de Larga Escala

M. H. M. Camillo, Rodrigo Z. Fanucchi, Telma W. de Lima, Anderson S. Soares, Michel Bessani, Carlos Dias Maciel, Julio A. D. Massignan, Leandro T. Marques, A. B. C. Delbem, João B. A. London Jr.

Resumo – Com a maior exigência da Agência Nacional de Energia Elétrica para a redução dos indicadores de continuidade relacionados à distribuição de energia elétrica, a definição de um Plano de Restabelecimento de Energia em tempo real, quando da ocorrência de faltas permanentes, possui papel crucial de forma a reduzir o tempo dos desligamentos acidentais. Baseado nisso, o presente trabalho apresenta as premissas, planejamento, metodologia e resultados iniciais do P&D 2866-0272/2013 que versa justamente sobre a definição de uma metodologia para a otimização do processo de restabelecimento de energia em tempo real. Esta metodologia em desenvolvimento é dividida em 4 Etapas, abordando de maneira completa todo o processo de restabelecimento de energia sob responsabilidade dos Centros de Operação da Distribuição. Vale ressaltar o ineditismo do desenvolvimento da etapa que apresenta um plano de direcionamento das equipes de campo para a inspeção dos trechos desligados e identificação do ponto exato da falta.

Palavras-chave – Distribuição de Energia, Estimação de Cargas, Estimação de Estado, Redes Inteligentes, Restabelecimento de Energia.

I. INTRODUÇÃO

A fim de adequar-se aos novos índices e eliminar a possibilidade de penalizações, as concessionárias de energia estão continuamente em busca de melhorias dos serviços, seja por meio da melhoria das práticas e processos, ou do desenvolvimento e adoção de novas tecnologias. Como exemplo dessas iniciativas, podem-se destacar soluções que fazem uso do conceito de redes inteligentes (*Smart Grids*), dentre as quais, a adição de equipamentos “microprocessados” com a possi-

bilidade de religamento automático das linhas; a adição de sistemas capazes de “isolar automaticamente” o menor trecho com falta possível; e a inclusão de religadores automáticos de trecho e chaves operáveis/manobráveis com carga, capazes de evidenciar a “passagem” do curto-circuito.

Apesar do crescente aumento nos investimentos em equipamento para redução da frequência e duração de desligamentos, as interrupções no fornecimento de energia nos Sistemas de Distribuição (SDs) são inevitáveis e, na maioria das vezes, imprevisíveis, causadas, por exemplo, por descargas atmosféricas e consequente atuação dos equipamentos de proteção.

Nesse sentido, uma solução encontrada para melhorar a confiabilidade sem incorrer em gastos excessivos foi o agrupamento de vários pontos de carga em blocos, chamados na literatura científica de setores, separados por chaves que operam no estado normalmente aberto (NA) ou normalmente fechado (NF). Assim sendo, é possível isolar trechos da rede e realizar a troca de cargas entre alimentadores e subestações. Dessa forma, quando acontecem eventos que provocam a interrupção no fornecimento, as cargas atingidas são aquelas localizadas no setor em falta (onde ocorreu a descarga atmosférica, por exemplo) e nos setores localizados à jusante deste, uma vez que essas redes são operadas usualmente de forma radial, isto é, possuem fluxo de energia unidirecional (das subestações para as cargas).

Entretanto, nem todas estas cargas afetadas precisam, necessariamente, permanecer sem energia elétrica durante o período de manutenção do setor em falta. Isto porque é possível restabelecer o fornecimento de energia aos setores saudáveis desabastecidos, por meio da reconfiguração da rede, isto é, da operação de chaves NAs e consequente transferência dos mesmos para outros alimentadores. Além disso, por meio de manobras em chaves NFs é possível também restringir a interrupção apenas ao setor em falta, que deverá passar por manutenção. Contudo, dependendo da quantidade de cargas transferidas para um novo alimentador, do nível de tensão desse alimentador, do seu carregamento e do carregamento da subestação na qual este está conectado, é possível que as restrições operacionais e os critérios de qualidade de energia não sejam atendidos por essa nova configuração da rede. Assim sendo, serão necessárias manobras adicionais em chaves NFs e NAs para que seja implantada uma configuração da rede na qual as restrições de operação sejam também satisfeitas.

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 IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (IX CITENEL).

Este trabalho foi apoiado pela COPEL Distribuição S/A e conta com a participação de membros da Universidade de São Paulo – USP e Universidade Federal de Goiás (UFG). Faz parte do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL PD 2866-0272/2013.

M. H. M. Camillo e Rodrigo Z. Fanucchi trabalham na COPEL Distribuição S/A (e-mails: marcos.camillo@copel.com, rodrigo.fanucchi@copel.com).

Telma W. de Lima e Anderson S. Soares trabalham na Universidade Federal de Goiás.

Michel Bessani, Carlos Dias Maciel, Julio A. D. Massignan, Leandro T. Marques, Aline B. C. Delbem e João B. A. London Junior trabalham na Universidade de São Paulo (e-mails: michel.bessani@gmail.com, maciel@sel.eesc.usp.br, julio.massignan@usp.br, leandrotolomeu@gmail.com e jbalj@sc.usp.br).

De uma forma geral, um Plano de Restabelecimento de Energia (PRE) adequado tem como principais necessidades práticas: (i) Ser determinado em um curto intervalo de tempo (aplicação em tempo real); (ii) Minimizar o número de manobras (busca-se reduzir o número de manobras basicamente por dois motivos: a operação frequente das chaves reduz a expectativa de vida das mesmas; quanto mais manobras, maior o tempo para executar o PRE, pois a maioria das chaves é operada manualmente); (iii) Reduzir o número de consumidores interrompidos; (iv) Nenhum componente sobrecarregado; (v) Manter a estrutura radial de operação do sistema.

Naturalmente, dependendo das necessidades da distribuidora de energia elétrica, outros objetivos, além dos supracitados, podem ser considerados.

O restabelecimento possui múltiplos objetivos, alguns conflitantes. Além disto, devido à grande quantidade de variáveis envolvidas nesse problema, ele está sujeito ainda ao fenômeno de explosão combinatória, tornando inviável a utilização de técnicas de programação matemática [1, 2, 3, 4]. Isso ocorre em razão do espaço de busca de soluções possíveis aumentar exponencialmente com o número de variáveis consideradas no problema. Dessa forma, diversas técnicas alternativas têm sido empregadas para resolver o problema de restabelecimento de energia em SDs de grande porte, dentre as quais se destacam sistemas especialistas [5], banco de dados dedicados [6], algoritmos heurísticos [7] e meta-heurísticos [8]. As soluções divulgadas na literatura e no portfólio de programas da ANEEL possuem restrições quanto a escalabilidade das soluções, seja em número de barras ou de chaves a serem consideradas. Fazendo uso de pesquisas prévias das instituições de pesquisa participantes foi possível desenvolver uma solução que atende os requisitos de escalabilidade das redes de distribuição, possibilitando a busca de soluções em tempo real mesmo nos casos onde milhares de barras ou de chaves são consideradas.

Atualmente, na maioria das empresas do setor, o processo de restabelecimento da energia elétrica no circuito alimentador afetado por uma ou múltiplas faltas permanentes, é coordenado pelos operadores dos Centros de Operação da Distribuição (CODs) através da operação de equipamentos com comando remoto e pelo direcionamento das equipes de campo para inspeção do trecho ainda desligado. Este direcionamento obedece às normas técnicas de cada concessionária sendo equacionado a partir da verificação de uma série de variáveis, muitas vezes de difícil visualização e análise pelo operador. Assim, devido à dificuldade de visualização das variáveis, à grande quantidade de soluções possíveis e ao tempo necessário para um ser humano determinar uma solução factível do problema, o processo de restabelecimento de energia fica baseado nas características pessoais de cada operador. Deve-se destacar que diversas soluções podem ser encontradas para um mesmo desligamento, podendo ainda, em alguns casos, nenhuma delas se aproximar da solução ótima.

Dentre as meta-heurísticas existentes, os Algoritmos Evolutivos (AEs) eram as mais exploradas até a proposição do PROJETO PD-2866-0272/2013 [4, 9, 10]. Destaca-se ainda

que os AEs já possuíam, naquela época, um suporte relevante da literatura em problemas multiobjetivos [3, 11]. Eis a razão de ter sido proposto, no PROJETO PD-2866-0272/2013, uma metodologia para restabelecimento de energia baseada em AEs.

Face ao exposto, o presente artigo visa apresentar as etapas planejadas e os resultados obtidos do projeto de P&D 2866-0272/2013, intitulado “Otimização do Processo de Restabelecimento de Energia em Tempo Real Utilizando Técnicas de Redes Inteligentes (*Smart Grids*) e Apoio à Decisão dos Operadores dos Centros de Operação da Distribuição”. Este projeto teve por objetivo o desenvolvimento de uma metodologia capaz de concatenar as inúmeras variáveis presentes no processo de restabelecimento da energia elétrica, aproveitando as potencialidades das redes inteligentes, apresentando ao operador uma solução mais próxima possível do ótimo global e com agilidade suficiente para caracterizar a operação como sendo em tempo real.

II. PROBLEMA DE RESTABELECIMENTO DA ENERGIA – CONCEITOS E ABORDAGEM

Conforme citado, na ocorrência de uma falta permanente em um SD, após a localização da mesma, é necessária a obtenção de um PRE que permita o isolamento do elemento faltoso e o restabelecimento do fornecimento ao maior número possível de consumidores desligados, no menor intervalo de tempo e sem violar as restrições operacionais da rede. Assim, tem-se que o problema de restabelecimento de energia consiste na determinação deste PRE.

Cabe destacar que em [19] a descrição do problema é ampliada e passa a contemplar o processo desde a ocorrência da falta até o retorno à configuração original, passando pela detecção do ponto em falta, isolamento do mesmo e restabelecimento da energia. A este problema dá-se o nome de problema de detecção e isolamento da falta e restabelecimento do serviço, ou problema de *FDIR* (do inglês: *Fault Detection, Isolation, and service Restoration*).

Para tratar o referido problema, o projeto PD-2866-0272/2013 propôs uma metodologia denominada Metodologia para Restabelecimento por Algoritmos Evolutivos Multiobjetivos Novo (MRAN). Nesta metodologia o problema de restabelecimento é tratado em quatro grandes etapas, sendo:

Etapla 1 – identificação das “Partes Sãs” Delimitáveis por Chaves Automáticas (PSCAs) e do Trecho com Defeito Isolável por Chaves Automáticas (TDICA). Para isso, a MRAN utiliza somente a topologia da rede e informações de equipamentos automáticos, isto é, envolvendo o sistema de proteção, as chaves automáticas e suas localizações e sinalizações;

Etapla 2 – elaboração de plano de restabelecimento para as PSCAs, utilizando, para isso, exclusivamente chaves automáticas (self-healing);

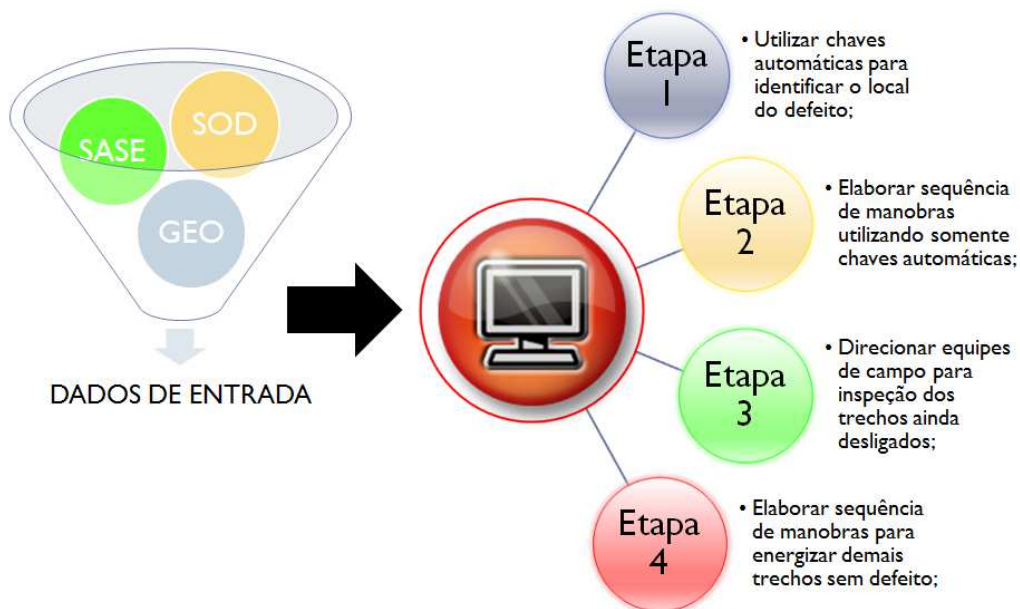


Figura 1. Etapas de execução da MRAN

Etapa 3 – direcionamento das equipes de campo para: inspeção do TDICA, identificação de “Partes Sãs” delimitáveis por Chaves Não-Automáticas e Automáticas (PSCNAAs) e isolamento do menor trecho com defeito dentro do TDICA usando exclusivamente chaves não-automáticas;

Etapa 4 – elaboração de plano de restabelecimento para as PSCNAAs, dando prioridade a utilização de chaves automáticas.

Na figura 1 é apresentada uma ilustração resumindo a forma com que a MRAN foi implementada computacionalmente. Cabe destacar que os termos SASE, SOD e GEO tem referência com os sistemas utilizados na Copel para armazenamento das informações do SD. De maneira complementar, em [18], são apresentados exemplos ilustrativos para detalhamento das quatro etapas da MRAN.

Para melhor compreender a forma com que a MRAN atua no problema de restabelecimento da energia, alguns conceitos são necessários. Assim, as próximas seções irão apresentar de maneira resumida cada um destes conceitos em conjunto com referências para pesquisas complementares.

A. Representação de Soluções

A topologia elétrica de um SD poder ser representada por um grafo, tomando por base conceitos da teoria de grafos. Em [12] é apresentada a estrutura de dados denominada Representação Nó-Profundidade (RNP) que se mostrou mais eficiente para o tratamento do problema de reconfiguração de redes em SDs de grande porte.

A RNP é uma estrutura de dados que se baseia nos conceitos de caminho e profundidade do nó (ou vértice) em um grafo (árvore), e consiste basicamente de uma lista ordenada contendo os nós da árvore e suas respectivas profundidades. A ordem em que os pares são dispostos na lista é importante.

Para representar uma floresta possuindo “ n_A ” árvores, teremos um conjunto de “ n_A ” RNPs. Para facilitar a manipulação da floresta armazenada em RNPs, com baixo tempo de processamento computacional, criaram-se dois operadores.

Tais operadores realizam poda ou enxerto nas árvores da floresta, de forma a gerar modificações na floresta [12].

Conforme mencionado anteriormente, quando aplicada ao problema de restabelecimento de energia em SDs, a RNP é utilizada para representar a topologia elétrica dos SDs. Para entender como funciona tal representação, devemos lembrar inicialmente que um SD pode ser visto como um conjunto de alimentadores, cada um composto por um ou mais setores.

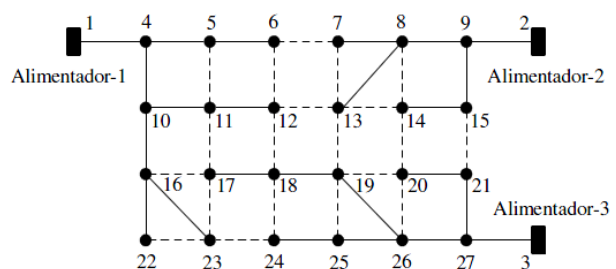


Figura 2. Representação por grafo de um SD com três alimentadores.

$$T_1 = \begin{bmatrix} \text{prof.} \\ \text{nó} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 3 & 2 & 3 & 4 & 3 & 4 & 4 \\ 1 & 4 & 5 & 6 & 10 & 11 & 12 & 16 & 22 & 23 \end{bmatrix}$$

$$T_2 = \begin{bmatrix} \text{prof.} \\ \text{nó} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 3 & 2 & 3 & 3 \\ 2 & 9 & 15 & 14 & 8 & 7 & 13 \end{bmatrix}$$

$$T_3 = \begin{bmatrix} \text{prof.} \\ \text{nó} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 3 & 2 & 3 & 4 & 5 & 3 & 4 \\ 3 & 27 & 21 & 20 & 26 & 19 & 18 & 17 & 25 & 24 \end{bmatrix}$$

Figura 3. RNPs para representar o SD ilustrado na Figura 2.

Cada alimentador pode ser então representado por uma árvore de grafo, onde os nós representam os setores e as arestas (linhas conectando os nós do grafo) as chaves seccionadoras. A figura 2 apresenta uma floresta de grafo que pode ser vista como um SD com três alimentadores (três árvores). As arestas em linhas cheias representam chaves Normalmente Fechadas (NF) e as arestas em linhas tracejadas as chaves Normalmente Abertas (NA). Os nós 1, 2 e 3 são raízes das árvores 1, 2 e 3, respectivamente, e representam barras em três subestações distintas. A figura 3 apresenta a RNP do SD apresentado na figura 2.

B. Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo em Tabelas - AEMT

O algoritmo base escolhido para o desenvolvimento da nova metodologia foi o Algoritmo Evolutivo Multiobjetivos em Tabelas (AEMT). Este método que foi desenvolvido especificamente para SDs reais de larga escala e combina técnicas de algoritmos evolutivos multiobjetivos baseados em subpopulações de soluções com uma estrutura de dados eficiente chamada RNP. O AEMT trabalha com várias subpopulações em paralelo armazenadas em tabelas [9], onde os melhores indivíduos para cada característica do problema são armazenados em sua respectiva subpopulação. Cada subpopulação armazena indivíduos de modo a otimizar (maximizar ou minimizar) as características selecionadas. Os novos indivíduos são gerados a partir de qualquer indivíduo de qualquer tabela através da aplicação dos operadores genéticos.

Deve-se destacar que em relação aos métodos já desenvolvidos para reconfiguração de redes em SDs, o grande diferencial do AEMT, é a utilização da RNP e de seus operadores genéticos de reprodução, que traz as seguintes vantagens:

- A RNP e seus operadores produzem exclusivamente configurações factíveis, isto é, redes radiais capazes de fornecer energia para todo o sistema. Observe que o termo “todo o sistema” significa todas as partes ligadas do sistema, pois, em algumas situações não é possível conectar uma área fora de serviço em razão da falta de chaves;
- Em comparação com outras estruturas de dados, a RNP permite a geração de um número maior de configurações factíveis, num mesmo período de tempo, tendo em vista que a mesma apresenta uma complexidade computacional média de ordem $O(\sqrt{n})$, sendo n o número de vértices do grafo (ou setores do sistema);
- Cada configuração gerada pela RNP e seus operadores genéticos possui todos os nós (ou barras) ordenados de acordo com uma relação conhecida como Modelo Pai-Filho (MPF), possibilitando, assim, a execução de um algoritmo de fluxo de carga de varredura direta/inversa de forma mais eficiente [1]. Trabalhando com outras estruturas de dados e operadores, antes de aplicar um fluxo de potência de varredura direta/inversa é necessário executar um algoritmo de ordenação, toda vez que uma nova configuração for gerada, para organizar os nós de acordo com o MPF.

Para validar o AEMT, em [9] foram apresentados vários testes utilizando o SD da cidade de São Carlos, São Paulo, que possui 3.860 barras, 635 chaves, 3 subestações com dois transformadores com potência de 50 MVA e um transformador de 25 MVA e 23 alimentadores. Para demonstrar que o AEMT pode ser aplicado em SDs maiores que o SD da cidade de São Carlos, não incorrendo no problema de explosão combinatória, foram também apresentados testes utilizando aquele sistema aumentado, ou seja, com tamanho duplicado, quadruplicado e octuplicado.

III. METODOLOGIA PARA RESTABELECIMENTO POR AEMT NOVO – MRAN

Com base na modelagem para tratativa do problema citada no capítulo anterior, a presente seção irá detalhar os métodos propostos e aplicados na MRAN para cada etapa supracitada.

A. Etapa 1 – Identificação do Defeito

Para identificação do local da falta utilizando as sinalizações originadas das chaves telecomandadas presentes no SD, a MRAN utiliza um método especialista implementado conforme instruções técnicas da concessionária e algoritmo apropriado.

Assim, inicialmente se faz necessário agrupar os elementos dos circuitos alimentadores em novos setores considerando apenas as chaves telecomandadas como equipamentos “delimitadores” dos setores (lembrando que a primeira definição de setor é a de um “conjunto de barras e linhas sem a presença de chaves seccionadoras”). Assim os novos setores serão definidos como “conjunto de barras, linhas e chaves manuais sem a presença de chaves telecomandadas entre eles”). Estes setores serão denominados de SDCAs (Setores Delimitados por Chaves Automáticas).

Após a identificação dos SDCAs do circuito alimentador, faz-se necessário conhecer as tecnologias existentes nas chaves telecomandadas que sinalizam a passagem de curto circuito e suas particularidades. De maneira geral estas chaves possuem sensores de corrente (transformadores de corrente localizados nas buchas) responsáveis pela medição dos níveis de corrente instantânea que circula nos terminais dos equipamentos. Através de ajustes internos (semelhantes ao de uma proteção de sobrecorrente temporizada – ANSI 51), a partir de um certo nível de corrente e tempo pré-definidos o controle da chave identifica aquela situação como “passagem de corrente de curto circuito” e no mesmo instante “seta” a flag característica – Flag de Passagem de Curto-Circuito (FPCC). Para o Centro de Operação da Distribuição (COD), as sinalizações de fase e de neutro são concatenadas em um único ponto de estado para cada equipamento disposto na rede.

Assim, em um evento de desligamento do circuito alimentador ocasionado por um defeito permanente, as chaves telecomandadas podem sinalizar ou não a passagem de curto circuito por elas. Cabe destacar que, devido às características dos controles eletrônicos, algumas destas chaves podem sinalizar falsos negativos para a passagem de curto circuito, ou seja, em alguns eventos seus controles eletrônicos não são capazes de identificar a passagem da corrente de curto circuito quando ela ocorre e a sinalização negativa (FPCC não é “setada”) é falsa. Estas chaves são devidamente registradas no Sistema de Operação da Distribuição que identifica a possibilidade de ocorrer um falso negativo no respectivo equipamento. Resumindo temos os seguintes casos quando do desligamento de um circuito alimentador ocasionado por defeito permanente:

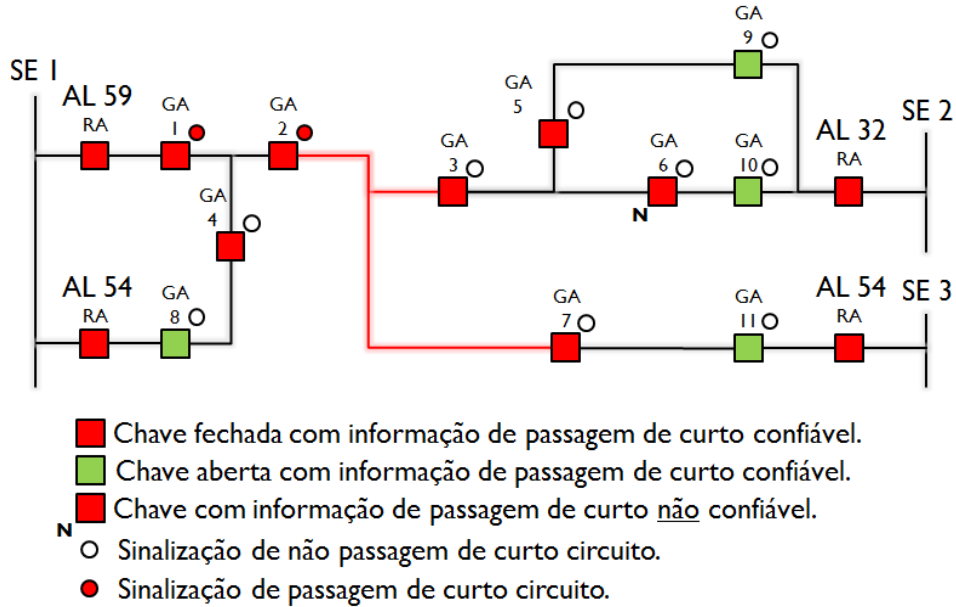


Figura 4. Exemplo de identificação do local da falta utilizando as sinalizações das FPCC

- Chaves com sinalização confiável:
 - FPCC setada: defeito está à jusante da chave;
 - FPCC não setada: defeito está à montante da chave;
- Chaves com sinalização não confiável:
 - FPCC setada: defeito está à jusante da chave;
 - FPCC não setada: local do defeito não pode ser definido por esta chave;

Assim, a rotina computacional que deverá identificar o(s) TDICA(s) e PSCA(s) deverá possuir as seguintes variáveis para cada SDCA existente:

- “visitado”: indica se o setor já visitado pela rotina (Sim/Não);
- “setor_em_falta”: indica se o setor certamente é um PSCA (valor 0), TDICA (valor 1) ou se existe a possibilidade de o setor ser um PSCA ou TDICA, no entanto, devido à chave possuir a sinalização de passagem de curto circuito não confiável, não há certeza desta informação (valor 2);
- “profundidade”: indica distância do SDCA em relação ao SDCA inicial do circuito alimentador (valor real iniciando em 0 para o setor inicial);
- “chave”: indica a chave automática (RA ou GA) imediatamente à jusante do SDCA.

A lógica de execução deverá realizar uma varredura inversa no alimentador (do SDCA mais distante da barra da subestação para o SDCA da saída do alimentador na SE). O primeiro SDCA será avaliado conforme estado da FPCC da chave telecomandada imediatamente à montante do mesmo.

A figura 4 apresenta um exemplo de um SD com a presença de chaves telecomandadas representadas pelos “quadrados”. Os elementos na cor verde representam as chaves no estado NA, enquanto os na cor vermelha representam os NF. Os “círculos” na diagonal superior das chaves represen-

tam os FPCCs, sendo que, para o caso de detecção de passagem de corrente de curto circuito, o mesmo fica preenchido com a cor vermelha. A letra “N” na diagonal inferior das chaves indica que a mesma é do tipo não confiável. O “raio” indica o ponto do SD onde ocorreu o defeito.

B. Etapa 3 – Inspeção do trecho com defeito

Após a limitação do ponto da falta à menor região possível do SD através da utilização das chaves telecomandadas, faz-se necessário o envio de equipes de campo para inspeção visual do restante do alimentador em busca do ponto exato da ocorrência do defeito.

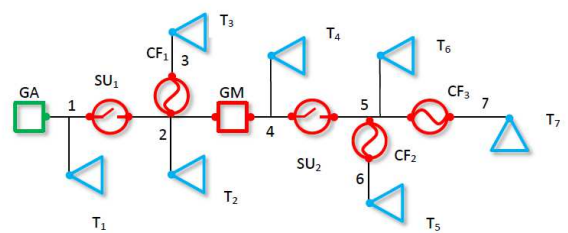


Figura 5 – Sistema de distribuição desligado devido a chave GA estar aberta.

Esta etapa envolve uma grande quantidade de variáveis, como localização das equipes, trechos a serem inspecionados, condições de trânsito, etc. Assim, para auxiliar os Operadores dos CODs na localização do defeito, um método específico foi elaborado. Neste método, um universo de até 5 equipes é selecionado, conforme localização e distância euclidiana em relação ao equipamento de proteção desligado. Com base nesta seleção, um plano de inspeção de trechos desligados é implementado e seus passos são descritos a seguir, utilizando como exemplo um trecho desligado de um alimentador após a chave aberta GA:

1. Determina-se, a partir da verificação da chave aberta e da RNP do sistema de distribuição, quais são os setores que estão desligados, colocando-os em um vetor de dados, bem como as chaves existentes nesses setores, da mesma forma são colocadas em outro vetor. Na figura 5, a chave aberta é a GA e todos os componentes a jusante da mesma estão desligados.
2. Retiram-se do vetor de dados, tendo como base o tipo da chave, aqueles setores que estão à jusante de chaves com proteção (CFs, RAs, etc), tendo em vista os mesmos não serem inspecionados visualmente. Isso se baseia no aspecto da seletividade da proteção na qual, para defeitos à jusante das chaves de proteção, estas devem “atuar”. Na figura 5, os setores 3, 6 e 7 não são considerados para a inspeção por estarem à jusante de uma chave fusível;
3. Determinam-se as chaves definidas como estratégicas para inspeção trecho a trecho do Sistema de Distribuição. São consideradas estratégicas as chaves cujas características construtivas e técnicas permitem que sejam operadas com carga. Dessa forma, possibilita-se a recomposição do alimentador sem necessidade de desligamento de consumidores ligados ou que já tenham sido religados. Na figura 5, as chaves GA e GM são estratégicas;
4. Através das chaves estratégicas são determinados então os setores entre elas. Na tabela 1, são mostradas as chaves estratégicas do sistema da figura 4 e os setores entre elas. O conjunto de setores é chamado no presente trabalho de *cluster*;

Tabela 1 – Clusters do sistema da Figura 5.

Cluster 1	Chave GA	Setor 1	Setor 2
Cluster 2	Chave GM	Setor 4	Setor 5

5. Com a determinação de cada *cluster*, obtêm-se as chaves, entre as estratégicas, que isolam o *cluster* dos demais, essas chaves são chamadas, no presente trabalho de limítrofes. No caso em análise, caso não haja defeito dentro do *cluster* 1, deve-se abrir a chave GM, que é a chave limítrofe do *cluster* 1, e fechar a chave GA para energizar os consumidores do mesmo;
6. Obtêm-se, para cada *cluster*, a partir dos setores dos mesmos, as barras, e as respectivas coordenadas de latitude e longitude das mesmas, que devem ser inspecionadas. Cada barra está relacionada a um poste dentro do setor conforme mostrado na figura 6;
7. Para cada barra relacionada ao *cluster*, verifica-se o nó, no grafo de vias públicas, mais próximo de forma a possibilitar a análise do roteamento;
8. Obtêm-se a relação de equipes disponíveis no momento do desligamento e a localização das mesmas.
9. Para cada uma das equipes disponíveis, verifica-se o nó mais próximo dentro do grafo de vias públicas para possibilitar a análise do roteamento;
10. A partir das barras de cada *cluster*, simula-se, com cada uma das equipes disponíveis, a distância a ser

percorrida até a chave estratégica onde irá iniciar a inspeção;

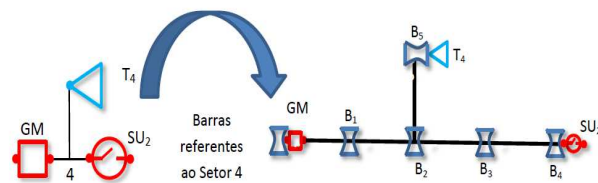


Figura 6 – Barras referentes ao Setor 4

11. Seleciona-se a equipe com o menor deslocamento realizado para realizar a inspeção e abertura das chaves limítrofes;
12. Verifica-se se a chave estratégica do *cluster* inspecionado pode ser comandada a distância pelo Centro de Operação da Distribuição (COD). Caso não seja possível, a partir das equipes disponíveis que não foram selecionadas para a inspeção, simula-se o roteamento até o local da chave estratégica. A equipe que tiver menor deslocamento é selecionada para o fechamento da chave. Caso a chave possa ser operada a distância, não é simulada essa etapa;
13. Atualiza-se a posição das equipes selecionadas, tendo em vista o ponto onde terminarão suas atividades. Na equipe de inspeção e abertura, a posição será a da última chave limítrofe que a mesma deverá operar a abertura. A equipe de fechamento, a posição da chave estratégica;

Repete-se os itens de 9 a 13 para todos os demais *clusters*. Cabe destacar que a elaboração do método para tratativas da Etapa 3 da MRAN deu origem a um artigo publicado em [20].

C. Etapas 2 e 4 – Restabelecimento da Energia

Após identificação do ponto do defeito, seja ela ocorrida utilizando somente chaves telecomandáveis ou as informações das equipes de campo, faz-se necessário elaborar um PRE para restabelecimento do sistema. Conforme citado anteriormente, para elaboração do PRE a MRAN utiliza com base um AE multiobjetivo baseado no AEMT. Assim como em [21], a MRAN possuiu 2 estágios para sua execução, sendo:

Estágio 1: Geração e análise de todas as possíveis configurações factíveis considerando somente a operação de chaves NA diretamente ligadas ao alimentador que sofreu falha (processo da BE);

Estágio 2: Aplicação de um novo AEMT (processo evolutivo da MRAN) considerando, como população inicial, todas as configurações factíveis geradas no estágio 1.

É importante destacar que, no caso da MRAN, o Estágio 1, ou simplesmente busca exaustiva (BE), foi desenvolvido também considerando a possibilidade de elaborar PREs para o caso de ocorrência de faltas múltiplas. Nestes casos o método implementado identifica as faltas simples que compõe a

falta múltipla e elabora os PREs considerando a ocorrência sequencial de cada falta simples. Em outras palavras a BE, para o caso de faltas múltiplas, foi implementada conforme fluxograma apresentado na figura 7:

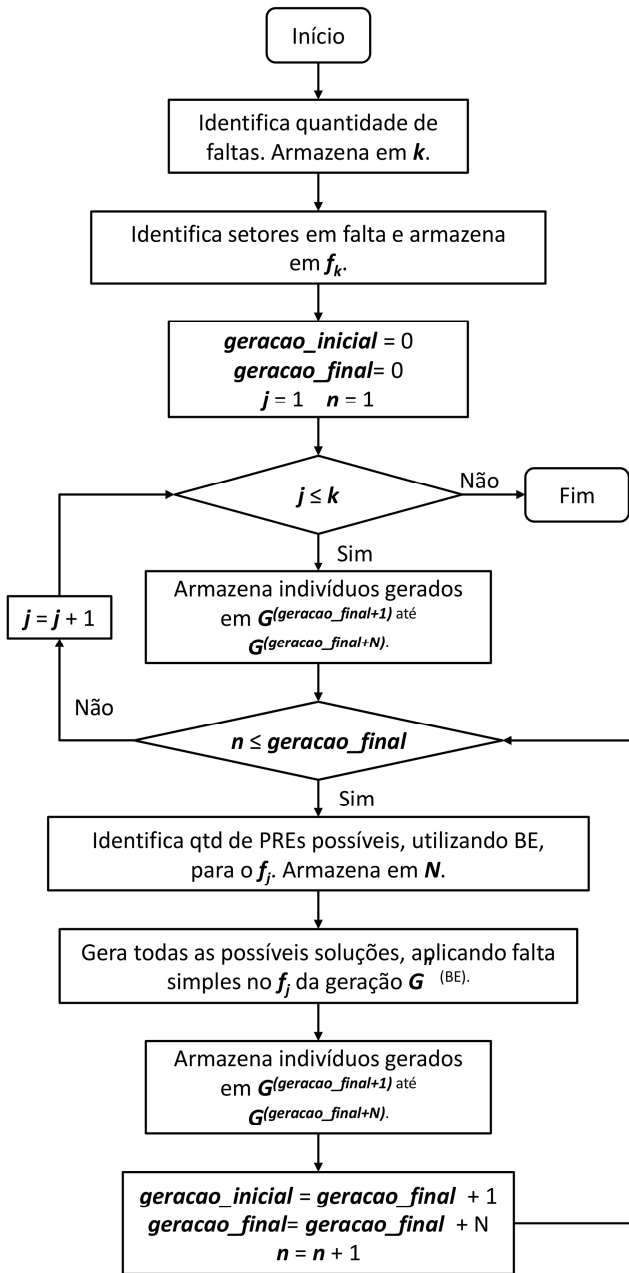


Figura 7: Fluxograma para BE em faltas múltiplas

As tabelas presentes no Estágio 2 da MRAN foram:

- T_1 : indivíduos com menor valor em uma função agregação normalizada;
- T_2 : indivíduos com menor valor de Perdas;
- T_3 : indivíduos com menor valor de Queda de Tensão;
- T_4 : indivíduos com menor valor de Carregamento de Rede;
- T_5 : indivíduos com menor valor de Carregamento de Subestação;
- $T_6...T_{10}$: indivíduos com (0..4) pares de manobras manuais a mais que o indivíduo da Busca Exaustiva (considerando o indivíduo da BE com menor quan-

tidade de manobras manuais);

- T_{11} : indivíduos com o menor valor de manobras ponderadas;
- T_{12} : soluções factíveis;
- T_{13} : soluções Não-dominadas F_1 ;
- T_{14} : soluções Não-dominadas F_2 ;
- T_{15} : soluções Não-dominadas F_3 ;
- T_{16} : indivíduos sem qualquer CE transferido no PRE;
- T_{17} : indivíduos com menor quantidade de CEs transferidos no PRE;
- T_{18} : indivíduos gerados no estágio 1 da MRAN (processo da BE).

As tabelas T_1 a T_5 foram utilizadas com base em [9]. É importante destacar que se tratam de tabelas mono-objetivos, ou seja, tabelas onde o único critério para a entrada de um novo indivíduo (e consequente saída do pior indivíduo presente até aquele momento) foi o descrito na própria tabela.

Já para o caso das tabelas T_{13} a T_{15} , a teoria, embasamento e resultados se encontram em [22]. As tabelas T_{11} , T_{16} e T_{17} foram implementadas conforme teoria apresentada em [23] e [24].

Para o caso das tabelas de T_6 a T_{10} houve uma composição dos conceitos aplicados em [9], [24] e [16]. De [9] foram utilizados os conceitos da quantidade de manobras (ou pares de manobras) de cada tabela (0 pares de manobras em T_6 , 1 par de manobras em T_7 e assim sucessivamente). No entanto, a referência não foi dada para o número de manobras após a isolamento da falta (como ocorreu em [9]). No caso da MRAN, a referência para o cálculo ocorre através do número de manobras manuais (conceito existente em [24]) do indivíduo gerado na BE e com o menor valor de manobras manuais. Outro conceito presente nas tabelas de T_6 a T_{10} foi o da aplicação de multicritérios para a entrada de um novo indivíduo na tabela (conforme [24]). Por fim, nas referidas tabelas houve aplicação do conceito idealizado em [16], mais especificamente na Proposição 2. Este conceito determina que sejam considerados, além dos tipos de chave "manual" e "automática", os demais tipos de chaves existentes no SD estudado (chaves secas, chaves operáveis com carga e chaves operáveis em curto). Desta maneira, os multicritérios aplicados para determinação se um indivíduo entra na referida tabela, ou não, são os seguintes:

- Minimiza Manobras Manuais (conforme critério da tabela);
- Se possuir o mesmo valor de (i), minimiza Manobras Manuais em chaves secas;
- Se possuir os mesmos valores de (i) e (ii), minimiza Manobras Manuais em chaves manuais operáveis em condições de carga;
- Se possuir os mesmos valores de (i), (ii) e (iii), minimiza Manobras Manuais em chaves manuais operáveis em condições de curto;
- Se possuir os mesmos valores de (i), (ii), (iii) e (iv), minimiza função distância para o ponto de factibilidade (conforme (1)).

$$f(x) = \sqrt{[aX(G)]^2 + [bB(G)]^2 [cV(G)]^2} \quad (1)$$

onde $X(G)$ é o máximo valor do carregamento de rede na configuração G , $B(G)$ é o máximo valor do carregamento de subestações na configuração G e $V(G)$ o máximo valor relativo de queda de tensão na configuração G .

IV. RESULTADOS

A presente seção apresenta o método determinado para validação da MRAN em suas diversas etapas e ainda os resultados obtidos até o momento considerando as publicações em congressos já realizadas.

Cabe destacar que, para possibilitar a execução das quatro etapas do processo de restabelecimento de energia considerando a condição de operação corrente do SD no instante mais próximo da ocorrência da contingência (condição pré-falta), a cada momento em que os valores medidos se tornam disponíveis (aproximadamente a cada 1 minuto), executa-se o Estimador de Demanda dos Transformadores de Distribuição desenvolvido no projeto. Todo o processo de obtenção, filtragem dos valores medidos e estimação de demanda está descrito detalhadamente em [27] e [30].

Assim, para validação da MRAN nos SDs da COPEL, desenvolveram-se os seguintes aplicativos computacionais (conforme descrito em [21]):

- ACD - Aplicativo de Conversão dos Dados – responsável pela conversão dos dados estáticos para o modelo barra-linha (elementos da rede tais como trechos primários, bancos de capacitores, bancos reguladores de tensão, chaves de manobra, etc);
- ACDA – Aplicativo de Conversão dos Dados Analógicos – responsável pela conversão dos dados dinâmicos Analógicos (medições de módulo da corrente, medições da potência ativa, etc).
- ACDE – Aplicativo de Conversão dos Dados de Estados – responsável pela conversão dos dados dinâmicos de Estado dos equipamentos (sinalização de passagem de curto-circuito, sinalização de abertura e fechamento do equipamento, etc);
- GRNP – Gerador de RNPs do SD a partir dos dados processados pelas rotinas acima. Este módulo também incorpora o Estimador de Demanda dos Transformadores de Distribuição, disponibilizando todas as informações topológicas, parâmetros da rede elétrica, estimativas de demanda e demais informações do SD necessárias para a MRAN;
- MRAN – Aplicativo da Metodologia para Restabelecimento por AEMT Novo descrito na seção III;
- Interface gráfica – Ambiente computacional de interação dos operadores com a metodologia e que possibilita a visualização dos PREs e de suas principais características. Também permite a simulação de cenários para treinamento e estudos de caso.

Foram realizadas ainda, duas frentes principais de análise: uma primeira através de simulações computacionais com testes comparativos inclusive com outras metodologias e

uma segunda avaliando os PREs gerados através da opinião dos Operadores e profissionais do COD da concessionária.

Para isso, a MRAN foi implantada em um COD piloto da COPEL sendo alguns Operadores treinados para sua utilização. Segue o método aplicado e resultados gerados (publicados) através das análises através de simulações computacionais.

A. Método de realização dos testes para validação através de simulações computacionais

Conforme citado, a fim de validar a metodologia proposta e ainda avaliar melhorias durante seu desenvolvimento, os testes, nos SDs escolhidos, envolveram simulações extensivas de casos de faltas. As simulações para os testes do AE na MRAN foram organizadas da seguinte forma:

- (i) Testes exaustivos. Foram testadas todas as possibilidades de faltas únicas (apenas um setor por simulação) no sistema;
- (ii) Testes com múltiplas faltas considerando: Todos os pares de alimentadores inteiramente fora de serviço (falta na saída da subestação); Vários ou todos os alimentadores de uma mesma subestação fora de serviço, supondo que um ou mais transformadores da subestação foi ou foram danificados; Testes com múltiplas faltas considerando casos de interesse da equipe COPEL; Testes com outros cenários de interesse da companhia.

No total, foram realizadas mais de 10 milhões de simulações computacionais envolvendo casos de faltas simples e múltiplas.

Para os demais métodos propostos, as avaliações ocorreram de forma particular sendo citadas dentro dos próprios artigos. Os resultados gerados foram publicados em [16], [18], [20], [21], [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32], [33], [34], [35] e [36]. Além dos artigos citados, o referido projeto de P&D possibilitou a conclusão de 3 dissertações de mestrado, duas qualificações de doutorado e o início de mais 6 pós graduações (1 mestrado e 5 doutorados).

B. Método de validação através das ferramentas computacionais e apresentação dos resultados

A fim de validar a MRAN utilizando a percepção dos Operadores e demais profissionais do COD da concessionária, foram realizados testes pela equipe COPEL, em tempo real e em ambiente de treinamento, em situações de interesse da empresa. Tais testes geraram relatórios que foram analisados em conjunto com a equipe do projeto. Por fim, foram realizados testes em tempo real na COPEL, com a participação em conjunto das equipes do projeto e COPEL.

As figuras 8 e 9 apresentam telas do aplicativo desenvolvido aplicado à Etapa 1 da MRAN. O mesmo é inicializado quando sinalizado falta no sistema (que gera um arquivo de texto pelo sistema supervisorio da empresa e é então lido pelo aplicativo). O que ocorre então é a abertura da tela da figura 7 e, em seguida, da figura 8 apresentando o trecho em desenergizado ao Operador. Por fim, após o “clique” do Operador, a MRAN executa a Etapa 2 e retorna o PRE utilizando somente chaves telecomandadas para restabelecer os trechos saudáveis.

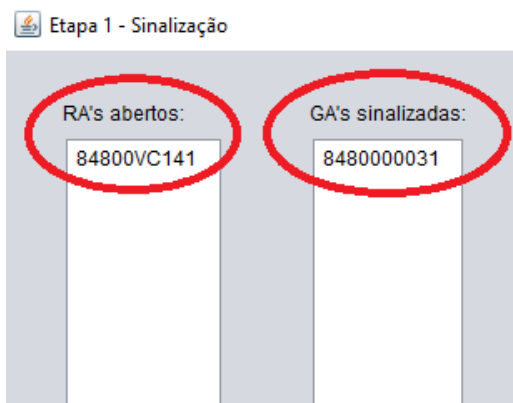


Figura 8: Tela da etapa 1 - Sinalização de falta

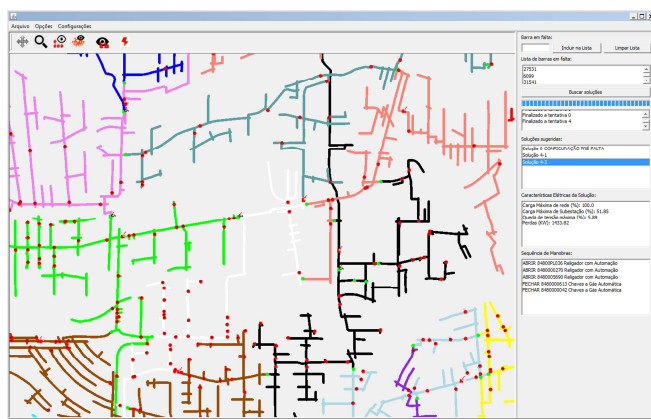


Figura 9: Realização da etapa 2 - isolamento utilizando somente chaves telecomandadas

Para o caso da execução durante a Etapa 3, as telas são apresentadas nas figuras 10 e 11. Nelas, após a conclusão das manobras para isolamento da falta e restabelecimento de parte do sistema realizadas na Etapa 2 da MRAN, o Operador então seleciona a região desligada e recebe como retorno as equipes selecionadas para inspeção e o trecho a ser inspecionado. A figura 11 detalha no mapa o trecho sob responsabilidade de cada equipe. Destaca-se que a simulação apresentada nas figuras 10 e 11 contempla um cenário de falta diferente do apresentado nas Figuras 8 e 9.

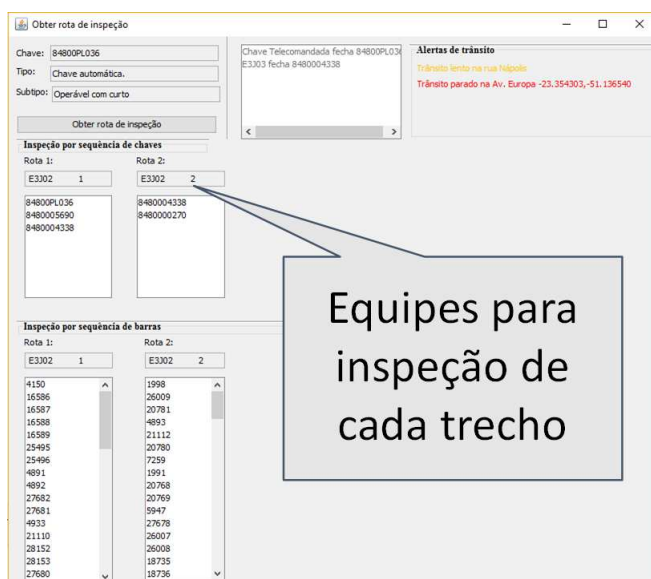


Figura 10 – Telas de uso da Etapa 3 – Equipes para inspeção

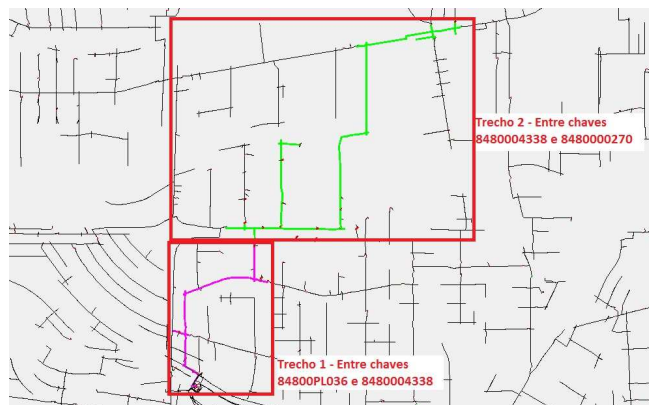


Figura 11 – Telas de uso da Etapa 3 – Região a ser inspecionada

Por fim, a tela apresentada ao Operador do COD para interação na Etapa 4 da MRAN é a mesma apresentada para o caso da Etapa 2 – Figura 8.



Figura 12 – Principais funções da MRAN

V. CONCLUSÕES

Com o cenário nacional de necessidade de redução dos indicadores de continuidade relacionados à distribuição de energia elétrica, mostra-se necessária a definição de PREs em conjunto com os benefícios das “redes inteligentes” de forma a apoiar os operadores do Centro de Operação e, consequentemente, reduzir o tempo e o impacto dos desligamentos acidentais.

Baseado nisso, o presente trabalho apresentou as premissas, planejamento e resultados do P&D 2866-0272/2013 cujo foco principal foi a definição de uma metodologia para a otimização do processo de restabelecimento de energia em tempo real.

Assim, pode-se visualizar todo o contexto e andamento do projeto em relação ao problema proposto de otimização de restabelecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição.

Como cerne de todo o projeto, a metodologia desenvolvi-

da foi entregue com as características principais apresentadas na figura 12.

Os diversos artigos publicados em congressos e periódicos internacionais, citados no decorrer do artigo, comprovam que o PROJETO PD-2866-0272/2013 trouxe diversas contribuições para o estado-da-arte. Importa destacar, nesse contexto, que de acordo com a revisão bibliográfica realizada, a metodologia desenvolvida é a única que possibilita o tratamento das quatro etapas do processo de restabelecimento de energia em SDs de grande porte, sem a exigência de simplificação alguma na rede elétrica, isto é, considerando todos os seus alimentadores, subestações, barras e chaves. Destaca-se, ainda, que ela é a única que considera, ao mesmo tempo, diversas características práticas do problema.

Em termos de capacitação, esse projeto possibilitou uma importante troca de informação entre universidade e empresa, resultando no aperfeiçoamento técnico científico de toda a equipe por meio do desenvolvimento de pesquisas a análises práticas.

Para destacar as contribuições tecnológicas que o PROJETO PD-2866-0272/2013 permitiu, destaca-se o desenvolvimento de aplicativos computacionais, com uma interface gráfica amigável, que possibilita a otimização do processo de restabelecimento de energia em SDs em situações de uma ou múltiplas faltas permanentes. Dessa forma os resultados desse projeto beneficiam diretamente o segmento da operação de SDs, servindo como ferramenta de apoio a decisão no processo de restabelecimento de energia.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à COPEL Distribuidora S/A. Também agradecem aos demais participantes do projeto PD 2866-0272/2013, que incluem membros da USP, UFG e COPEL.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. R. Mansour; A. C. Santos; J. B. A. London Jr.; A. C. B. Delbem; N. G. Bretas, "Node-depth Encoding and Evolutionary Algorithms Applied to Service Restoration in Distribution Systems". In: IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2010, Minneapolis. Proceedings (CD; Artigo número PESGM2010-001375; 8 páginas), 2010.
- [2] A. C. B. Delbem; A. C. P. L. F. Carvalho; N. G. Bretas, "Main Chain Representation for Evolutionary Algorithm Applied to Distribution System Reconfiguration". In: IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, n. 1, p. 425-436, 2005.
- [3] E. M. Carreno; R. Romero; A. Padilha-Feltrin, "An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, N.4, pp. 1542-1551, November, 2008.
- [4] F. Mendoza; J. L. Bernal-Agustin; J. A. Domingues-Navarro, "NSGA and SPEA Applied to Multiobjective Design of Power Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, pp. 1938-1945, November, 2006.
- [5] C.-C. Liu, S. Lee, S. Venkata, An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems, IEEE Transactions on Power Systems 3(2) (1988) 619-626.
- [6] C. Ling, Y.-W. Huang, H. Chow, C. Huang, A distribution system outage dis-patch by data base method with real-time revision, IEEE Transactions on Power Delivery 4 (1) (1989) 515-523.
- [7] K. Aoki, K. Nara, M. Itoh, T. Satoh, H. Kuwabara, A new algorithm for service restoration in distribution systems, IEEE Transactions on Power Delivery 4 (3)(1989) 1832-1839.
- [8] Y. Kumar, B. Das, J. Sharma, Multi objective, multi constraint service restoration of electric power distribution system with priority customers, IEEE Transactions on Power Delivery 23 (1) (2008) 261-270.
- [9] A. C. Santos; A. C. B. Delbem; J. B. A. London Jr.; N. G. Bretas, "Node-Depth Encoding and Multiobjective Evolutionary Algorithm Applied to Large-Scale Distribution System Reconfiguration". IEEE Transactions on Power Systems, v. 25, p. 1254-1265, 2010.
- [10] Y. Kumar; B. Das; J. Sharma, "Multiobjective, Multiconstraint Service Restoration of Electric Power Distribution System With Priority Customers", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, pp. 261-270, January, 2008.
- [11] S. H. Strogatz, "Exploring complex networks", Nature, vol. 410, pp. 268-276, Março, 2001.
- [12] A. C. B. Delbem, A. C. P. L. F. Carvalho, C. Policastro, A. K. O. Pinto, A. Garcia, K. Honda, "Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design", in Proc. 2004 Genetic and Evolutionary Computation Conference, pp. 678-687.
- [13] R. Benayoun; J. Montgolfier; O. Laritchev, "Linear programming with multiple objective functions: Step method (stem)", Journal Mathematical Programming 1(1): 366-375, 1973.
- [14] T. B. Beielstein, "Experimental Research in Evolutionary Computation", In: The New Experimentalism (Natural Computing Series), Springer, 2006 e 2010.
- [15] M. H. M. Camillo, "Avaliação de uma metodologia para restabelecimento de energia baseada em algoritmos evolutivos multi-objetivos no sistema de distribuição da COPEL na cidade de Londrina". São Carlos: USP, 2013. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Escola da USP – São Carlos, São Carlos, 2013.
- [16] M. H. M. Camillo et al. "Validation of a Methodology for Service Restoration on a Real Brazilian Distribution System", IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-LA, 2014.
- [17] A. C. Santos; M. Nanni; M. R. Mansour; A. C. B. Delbem; J. B. A. London Jr.; N. G. Bretas, "A power flow method computationally efficient for large-scale distribution systems." In: 2008 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008, Bogota. Proceedings (CD; 6 páginas), 2008.
- [18] M. H. M. Camillo et al. "Otimização do processo de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de larga escala.". ANEEL. VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica – CITENEL, 2015 ANEEL. [S.l.], 2015. p. 1-9.
- [19] A. Zidan, M. Khairalla, A. M. Abdrabou, T. Khalifa, K. Shaban, A. Abdrabou, R. E. Shatshat, A. M. Gaouda, "Fault detection, isolation, and service restoration in distribution systems: State-of-the-art and future trends". IEEE Transactions on Smart Grid, IEEE, 2016.
- [20] Fanucchi, Rodrigo Z., H. Marcos, and M. Camillo. "Inspeção de Alimentadores Utilizando Equipes de Campo com Recomposição Parcial de Trechos Entre Chaves Operáveis com Carga." SBSE2016 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, realizado em Maio de 2016 na cidade de Natal-RN-Brasil.
- [21] M. H. Camillo, R. Z. Fanucchi, M. E. Romero, T. W. de Lima, A. d. S. Soares, A. Delbem, L. T. Marques, C. D. Maciel, and J. London, "Combining exhaustive search and multi-objective evolutionary algorithm for service restoration in large-scale distribution systems," Electric Power Systems Research, 134, 2016.
- [22] D. S. Sanches, J. B. A. L. Junior, and A. C. B. Delbem, "Multi-objective evolutionary algorithm for single and multiple fault service restoration in large-scale distribution systems," Electric Power Systems Research, vol. 110, no. 0, pp. 144 - 153, 2014.
- [23] L. T. Marques, "Restabelecimento de energia por recon-figuração de redes em sistemas de distribuição de grande porte com priorização de chaves, consumidores e definição de sequência de chaveamento." Master's thesis, Universidade de São Paulo - USP, Escola de Engenharia de São Carlos - EESC, São Carlos.
- [24] L. T. Marques, D. S. Sanches, A. C. B. Delbem, and J. B. A. London Junior, "Methodology for service restoration in large-scale distribution systems with priority customers," In PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven. IEEE, 2015, pp. 1-6.
- [25] M. H. Camillo, R. Z. Fanucchi, M. E. Romero, T. W. de Lima, A. d. S. Soares, A. Delbem, L. T. Marques, C. D. Maciel, and J. London, C. D. (2016). A Multi-Objective Evolutionary Algorithm with Efficient Data Structure and Heuristic Initialization for Fault Service Restoration. Procedia Computer Science, 80, 2367-2371.
- [26] Marques, L. T., Delbem, A. C., London, J. B. A., Camillo, M. H. M. (2015, June). Service restoration in large-scale distribution systems

- considering three levels of priority customers. In PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven (pp. 1-6). IEEE.
- [27] Massignan, J. A.D., Fantin, C. A., London, J. B., Camillo, M. H. (2015, June). Real-time load estimation for distribution feeders. In PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven (pp. 1-6). IEEE.
 - [28] Camillo, Marcos HM, et al. "Exhaustive search and Multi-objective Evolutionary algorithm for single fault service restoration in a real large-scale distribution system." Power & Energy Society General Meeting, 2015. IEEE, 2015.
 - [29] Massignan, J. A. D. ; Vieira, J. C. M. ; Camillo, M. H. M. ; London, Jr., J. B. A. . Impacto de Geradores Distribuídos na Qualidade de Tensão de Distribuição Trifásicas e Desbalanceadas. In: XI Congresso Latino Americano de Energia Elétrica e Transmissão (CLAGTEE), 2015, São José dos Campos. Anais (artigo B170.pdf), 2015.
 - [30] Massignan, J. A. D. ; Fantin, C. A. ; London, Jr., J. B. A. ; Camillo, M. H. M. . Estimador de Demanda Trifásico em Tempo Real para Sistemas de Distribuição. In: XXI Congresso Brasileiro de Automática, 2016, Vitória. Anais do XXI Congresso Brasileiro de Automática (Artigo: CBA2016-0464), 2016. p. 1-6.
 - [31] Hebling, G. M. ; Massignan, J. A. D. ; Marques, L. T. ; Camillo, M. H. M. ; London, Jr., J. B. A. . Fluxo de Potência em Alimentadores de Distribuição Fracamente Malhados. In: XXI Congresso Brasileiro de Automática, 2016, Vitória. Anais do XXI Congresso Brasileiro de Automática (Artigo: CBA2016-0746), 2016. p. 1-6.
 - [32] Fantin, C. A. ; Massignan, J. A. D. ; Vieira, C. S. ; AVELINO, L. L. ; London, Jr., J. B. A. . Impacto da Modelagem de Pseudo-Medidas de Carga na Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição. In: XXI Congresso Brasileiro de Automática, 2016, Vitória. Anais do XXI Congresso Brasileiro de Automática (Artigo: CBA2016-0488), 2016. p. 1-6.
 - [33] Fanucchi, Rodrigo Zempulski, et al. "Failure rate prediction under adverse weather conditions in an electric Distribution System using Negative Binomial Regression." Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on. IEEE, 2016.
 - [34] Bessani, Michel, et al. "A statistical analysis and modeling of repair data from a Brazilian Power Distribution System." Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on. IEEE, 2016.
 - [35] Bessani, Michel, et al. "Impact of operators' performance in the reliability of cyber-physical power distribution systems." IET Generation, Transmission & Distribution 10.11 (2016): 2640-2646.
 - [36] Camillo, Marcos HM, et al. "Determination of switching sequence of Service Restoration in Distribution Systems: Application and analysis on a real and large-scale radial system." Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2016 IEEE/PES. IEEE, 2016.