

IDENTIFICAÇÃO DE REGIÃO DE DEFEITO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DO TRATAMENTO DE EVENTOS SCADA

Paulo Henrique Engelmann de Oliveira, Daniel Pinheiro Bernardon e Roger Hatwig de Lima

Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP)

Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)

Santa Maria/RS, Brasil

pauloheo@gmail.com; dpbernardon@ufsm.br; roger.hatwig@gmail.com

Abstract— Este artigo apresenta o desenvolvimento de um sistema que identifica os trechos livres de defeito e os trechos sob defeito (protegidos) utilizando os eventos do sistema SCADA e informações dos diversos equipamentos telecomandados da rede de distribuição de média tensão sendo a mesma em seu estado natural ou manobrada. São descritas as lógicas de agrupamento das informações dos equipamentos. Apresentado a forma de obtenção do tempo de amostragem mínimo com base nas características da comunicação com base no teorema de Nyquist. A metodologia de identificação dos trechos a partir das diversas topologias de redes e os resultados a partir de dados de uma distribuidora de energia do sul do Brasil.

Keywords— Comunicação, Eventos, SCADA, Smart Grid, Redes de Distribuição.

I. INTRODUÇÃO

A evolução dos sistemas de distribuição de energia com as *smart grid's* implementadas em suas diversas fases e conceitos é uma realidade e uma necessidade para as distribuidoras de energia no Brasil. Esta transformação acarreta em um número maior de equipamentos supervisionados remotamente e/ou telecomandados nas redes de distribuição, o que apresenta uma maior complexidade na operação de tempo real em oposição a uma maior flexibilidade nas manobras de recomposição da rede na busca da melhora nos indicadores de continuidade [1].

A melhora nos indicadores pode ser obtida através da redução nos tempos recomposição das redes de distribuição que está fortemente atrelada a rápida e correta localização do defeito. Na busca de identificar o tipo de defeito e sua localização encontramos estudos que apresentam métodos diversos. Podemos dividi-los em categorias sendo a primeira onde se utiliza os componentes de alta frequência de correntes e tensões através de ondas viajantes [2]. Este método é semelhante ao proposto para linhas de transmissão sendo complexo do ponto de vista de utilização com somente um terminal para detecção e pode ser oneroso pela necessidade da utilização de um ou mais equipamentos específicos.

Os métodos na segunda categoria utilizam tensões e correntes nos terminais dos alimentadores juntamente aos parâmetros de impedância da rede de distribuição para determinação do local do defeito utilizando-se de métodos

matemáticos [3], [4], [5]. Esta categoria apresenta facilidade de implantação e custo reduzido, mas apresentam dificuldades em detecção de defeitos em redes de distribuição que não estejam em seu estado natural, ou seja, que estejam manobradas.

Por último, a categoria de estudos propondo a implementação de novos equipamentos na rede distribuição [6] [7], o que pode tornar oneroso o processo, mas agrega componentes que permitem uma melhor observação da rede de distribuição de energia.

Num contexto em que as distribuidoras de energia brasileiras trabalham, onde os investimentos precisam ser assertivos [8] e um fluxo de caixa restritivo, investimentos vultuosos para substituição/modernização geral de todos os sistemas e equipamentos pode ser inviabilizada. Assim a possibilidade de se utilizar as informações dos equipamentos já existentes para alimentar novos algoritmos e, incorporados aos *softwares* de supervisão e controle, como sistema de supervisão e aquisição de dados - SCADA (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*) - ou sistemas avançados de gerenciamento da rede de distribuição o ADMS (do inglês *Advanced Distribution Management System*) [9], são uma oportunidade.

Diante do cenário onde a necessidade de evolução dos sistemas de distribuição e a melhora dos indicadores de continuidade é foco das distribuidoras, o presente trabalho tem como objetivo desenvolver um sistema que identifica os trechos livres de defeito e os trechos sob defeito (protegidos) utilizando os eventos do SCADA e informações dos diversos equipamentos telecomandados da rede de distribuição de média tensão estando a mesma em seu estado natural ou manobrada. Apresentando a região com e sem defeito entre equipamentos telecomandados a fim de auxiliar a operação de tempo real na redução dos tempos de recomposição da rede de distribuição de média tensão. A apresentação gráfica é realizada através do software desenvolvido pela empresa Mega Tecnologia. Os testes foram realizados com os dados de uma distribuidora de energia da região sul do Brasil.

II. LÓGICAS DE AGRUPAMENTO DE INFORMAÇÕES

Nos sistemas SCADA podemos encontrar equipamentos de diferentes tecnologias e fabricantes, que transmitem diversas informações em tempo real. Com isso surge a oportunidade de desenvolver uma sistemática de organização e utilização dos dados dos equipamentos na operação de tempo real, auxiliando na detecção da região de defeito e recomposição dos sistemas de média tensão das distribuidoras.

O volume de dados proveniente dos diversos modelos de equipamentos e suas funcionalidades podem apresentar dificuldades na melhor utilização destas informações pelo operador. A proposta de criar lógicas de agrupamento das informações para utilização pelo algoritmo de identificação de região sob defeito se torna importante para melhorar o processamento das informações.

A lógica de agrupamento das informações coleta as informações, trata quando aplicável, e determina o estado atual e demais propriedades dos equipamentos de forma ordenada criando pontos resumo. Estes dados são obtidos através de comunicação com o sistema SCADA via acesso ao banco de dados e na falta de alguma informação, o operador tem a possibilidade de inserir este dado manualmente, a fim de alimentar o sistema.

A. Dados Digitais

Baseado nas necessidades do algoritmo de identificação da região de defeito, são agregadas as diversas informações dos equipamentos através dos eventos digitais e alarmes apresentados no sistema SCADA. Assim foram criados os pontos resumo conforme segue:

- **SUBSTN.DEVTYP** – *string* de identificação única do equipamento de acordo com o sua identificação no sistema de gerenciamento da rede de distribuição;
- **DEVICE** – *string* de identificação do tipo de equipamento, como disjuntor, relógio, chave ou regulador;
- **FIELD_TIME** – data e hora enviada pelo equipamento de campo para os eventos digitais apresentado no forma dd/mm/aaaa hh:mm:ss.ms, no formato de hora 24h;
- **EST** – informação digital que apresenta o estado do equipamento Fig. 1, sendo os estados esperados: Ligado ou Desligado;

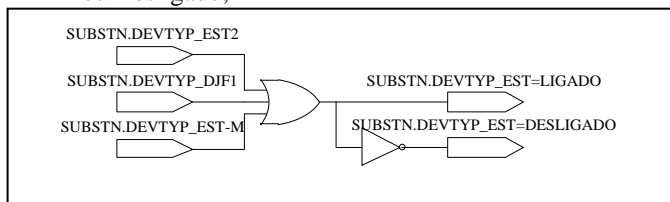


Fig. 1. Lógica de agrupamento para indicação do ponto de estado EST

- **DISP** – informação digital apresenta a indicação de que o equipamento está disponível para operação, sendo seus estados previstos: Disponível ou Indisponível;

- **STAT** – informação digital apresenta o estado quanto a atuação do equipamento de proteção, Fig. 2, sendo seus estados previstos: Defeito ou Manobra;

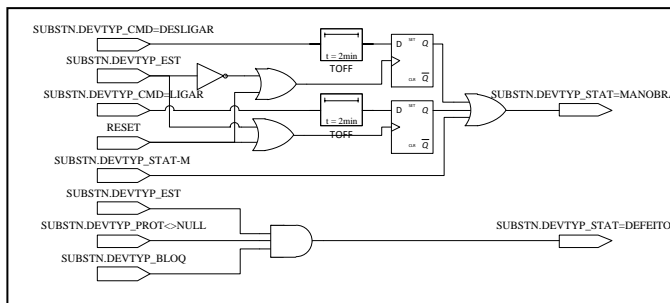


Fig. 2. Lógica de agrupamento para indicação do ponto de estado da atuação do equipamento STAT

- **COMM** – informação digital apresenta se o equipamento está comunicando, Fig. 3;

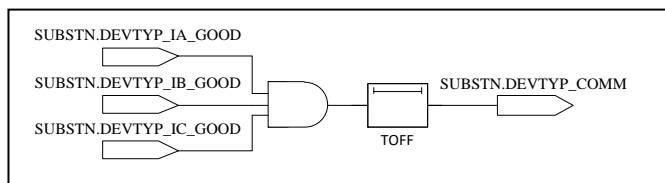


Fig. 3. Lógica de agrupamento para indicação do estado da comunicação do equipamento COMM

- **MODO** – informação digital apresenta a indicação do modo de operação no caso de equipamentos tipo relógio, Fig. 4, sendo seus estados previstos: Proteção ou Chave;

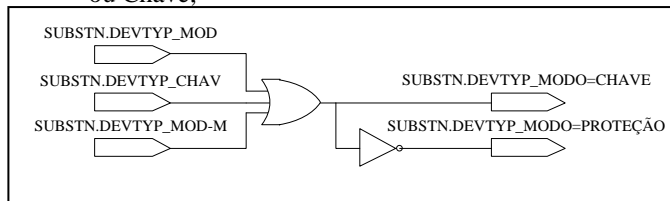


Fig. 4. Lógica de agrupamento para indicação do ponto do modo de operação do equipamento MODO

- **INCSGF** – informação digital utilizada para a condição de habilitação/desabilitação da proteção SGF;
- **INC51N** – Indicação da proteção 51N incluída, ou seja, ativa;
- **INC79** – Indicação de inclusão da função de religamento;
- **PROT** – informação analógica de 4 bits Indicação da fase que ocorreu o defeito extinto pelo equipamento (FA, FB, FC, N, SGF ou Outros);

- BLOQ – informação digital que indica o bloqueio do equipamento após sucessivas operações ou por atuação de proteção associado ao estado Desligado do equipamento, conforme lógica apresentada na Fig. 5. Este sinal é utilizado para início do processamento dos dados de identificação da região do defeito;

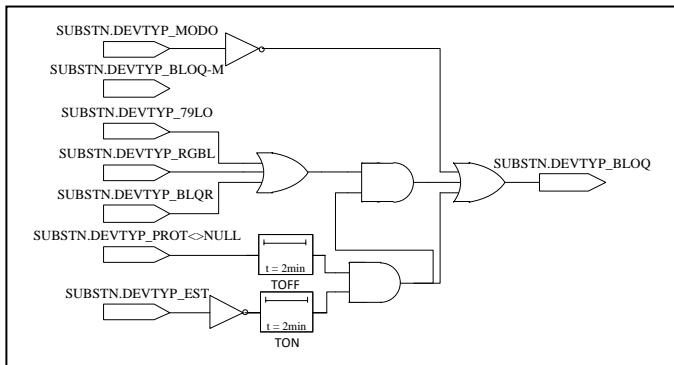


Fig. 5. Lógica de agrupamento para determinação do ponto BLOQ

- FTCA – informação digital apresenta a indicação se o equipamento está sem alimentação CA, Fig. 6, sendo seus estados previstos: Normal ou Falta;

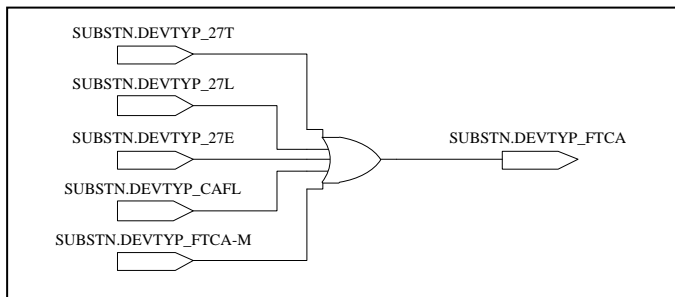


Fig. 6. Lógica de agrupamento para indicação do ponto de falta CA - FTCA

B. Dados analógicos

Dados analógicos são obtidos via sistema de comunicação juntamente com os dados digitais. Para utilização no sistema de identificação da região de defeito se faz necessário as seguintes informações:

- A51F – informação analógica que apresenta o valor de pick-up da proteção temporizada de fase (51F);
- A51N - informação analógica que apresenta o valor de pick-up da proteção temporizada de neutro (51N);
- ASGF - informação analógica que apresenta o valor de pick-up da proteção SGF (SGF);
- IACC – informação analógica que apresenta o valor de curto circuito da fase A registrado na última atuação da proteção;
- IBCC – informação analógica que apresenta o valor de curto circuito da fase B registrado na última atuação da proteção;

- ICCC – informação analógica que apresenta o valor de curto circuito da fase C registrado na última atuação da proteção.

III. TEMPO DE AMOSTRAGEM

Um dos desafios para que as lógicas apresentem a informação correta ao usuário, considerando todos os valores é apresentado pelo tempo de processamento e amostragem das informações. Em sistemas digitais este tempo é determinado por sua taxa de amostragem, ou seja, a frequência em que os dados são enviados pelos equipamentos de campo e são recebidos pelo sistema SCADA para posterior processamento ou que sejam solicitados pelo sistema aos equipamentos. Tendo em vista a frequência de atualização das informações fornecidas pelos sistemas de comunicação, deve-se considerar um tempo adequado para utilização dos dados, afim de garantir que a informação do máximo de equipamentos esteja disponível para o processamento.

Sendo um sinal com uma frequência conhecida de coleta necessitamos reconstruir estes dados. Conforme o teorema de Nyquist [10], a frequência de atualização f_s a ser utilizado para uma exata reconstrução de uma informação a partir de amostras é determinada pela relação $f_s > 2B$ ou de modo equivalente a equação (1).

$$B = f_s/2 \quad (1)$$

Onde $2B$ é a Taxa de Nyquist, uma propriedade do sinal, enquanto $f_s/2$ (amostras por unidade de tempo) é chamado de Frequência de Nyquist e é uma propriedade de sistemas de amostragem.

A. Sistemas de Comunicação

Os sistemas de comunicação se utilizam das mais variadas formas de realizar o tráfego das informações entre os diversos dispositivos. Este sistemas diferem no arranjo físico e/ou lógico dos equipamentos bem como o meio utilizado, o protocolo, aplicação entre outros conforme padrão OSI [11].

Nos casos tratados neste trabalho, é utilizada aplicação SCADA que utiliza o protocolo DNP3.0, em uma rede TCP/IP, conectados via sistema de telefonia GPRS/3G ou satélite aos equipamentos remotos da rede de distribuição. Nestes casos as mensagens entre os dispositivos e o sistema SCADA são realizadas de duas formas:

- Mensagem por *pooling* – método de comunicação onde o mestre (sistema SCADA) solicita informações aos escravos (dispositivos remotos) em intervalos de tempo pré-estabelecidos associado a um tempo limite de recebimento dos dados podendo ser associados a retentativas. Este método apresentação frequência específica de troca de informações.
- Mensagem não-solicitada – método de comunicação onde o escravo (dispositivo remoto) envia as informações de forma espontânea sem a necessidade de solicitação do mestre (sistema SCADA). Este método não apresenta frequência definida de troca de

informações tendo em vista que havendo link ativo entre o escravo e o mestre as informações serão sempre enviadas de forma imediata para o mestre, restando a diferença entre o tempo do envio e o recebimento para o usuário, ou seja, a latência do meio de comunicação.

$$2B = 2.t_{comm} \quad (6)$$

Ou seja, para garantir que que todas as informações dos equipamentos estejam presentes, o sistema de agrupamento deve aguardar no mínimo $2t_{comm}$, garantindo o teorema de Nyquist, $t_{mínimo} > 2(t_{pooling} + t_{timeout})$. Dado a ausência de frequência na comunicação através de mensagens não solicitadas, adota-se o tempo indicado para a comunicação por *pooling*.

B. Determinação dos tempos

Pode-se equacionar o tempo de comunicação como indicado na equação (2).

$$t_{comm} = (t_{pooling} + t_{timeout}) \cdot Retries \quad (2)$$

Onde:

t_{comm} – tempo total de comunicação

$t_{pooling}$ – intervalo de tempo para realização de consulta de dados do dispositivo

$t_{timeout}$ – tempo de espera entre a solicitação de dados e o recebimento das informações

Retries – quantidade de vezes que será realizada tentativa de comunicação.

Nos sistemas de comunicação $t_{timeout}$ é dado pela equação (3).

$$t_{timeout} = t_{latência} + t_{médioComm} \quad (3)$$

Onde:

$t_{latência}$ - tempo de latência da rede de comunicação.

$t_{médioComm}$ – tempo médio de comunicação do meio.

Em um sistema que opera de forma perfeita, sem latências ou perdas de pacotes e tempo médio reduzido pode-se expressar o tempo conforme equação (4)

$$t_{comm} = (t_{pooling}) \cdot Retries \quad (4)$$

Em condições reais, com latências associadas onde $t_{timeout} \neq 0$ a equação (2) é a que melhor representa o tempo de comunicação. Mas ao utilizarmos todos os dados conforme os parâmetros do protocolo obtêm-se tempos elevados o que poderia inviabilizar a utilização destes tempos para determinar o tempo de espera para processamento das informações. Reduzindo a quantidade de tentativas, ou seja, desprezando que há mais de uma tentativa (*Retries* = 1), reduzimos o tempo necessário conforme equação (5)

$$t_{comm} = (t_{pooling} + t_{timeout}) \quad (5)$$

Relacionando a necessidade de garantir a obtenção dos dados de todos os equipamentos baseado no teorema de Nyquist que determina a taxa apresentada na equação (6).

IV. IDENTIFICAÇÃO REGIÃO DE DEFEITO

A identificação de trecho sob defeito tem o objetivo de sinalizar a região, entre equipamentos telecomandados, em que se encontra a falha. O trecho sob defeito é denominado trecho protegido, os demais trechos livres de defeito são denominados trechos livres, de forma compacta chamados de TLP. A identificação é realizada considerando o estado atual da rede de operação e se baseia nos dados de proteção para validar a coordenação dos ajustes de proteção entre os dispositivos envolvidos. Na sequência são apresentadas as topologias de rede em que o sistema realiza a identificação do TLP.

A. Topologia de Rede a Partir das Proteções Sinalizadas

Baseado nas necessidades do sistema de identificação do TLP, são apresentadas as topologias de rede a serem consideradas com base nas funções de proteção atuadas ou sinalizadas. A partir destes cenários e com a utilização das informações das lógicas de agrupamento determina-se o TLP, a Fig. 7 apresenta o conjunto de 2 alimentadores exemplo.

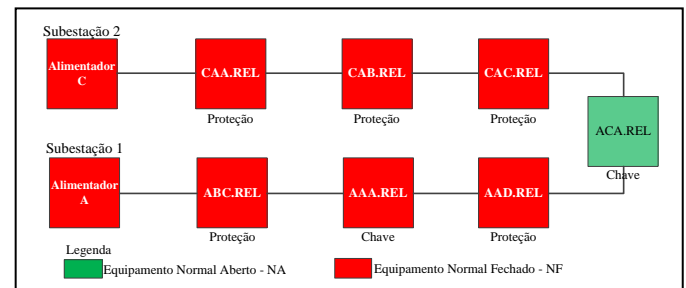


Fig. 7. Conjunto de 2 alimentadores exemplo

B. Topologia de rede ideal (condição genérica)

No cenário ideal a rede de distribuição de média tensão é 100% seletiva, os equipamentos de proteção somente atuam para defeitos a jusante. Esta condição é bastante afetada pelos níveis de curto-circuito do referido sistema, sendo que a medida que os níveis de curto-circuito aumentam, mais complexa é a coordenação e seletividade dos elementos de proteção.

C. Topologia de rede nº 1: Elevado valor na corrente de I_{cc}

No cenário onde as correntes de curto-circuito são elevadas, não é possível garantir 100% de seletividade devido aos ajustes das proteções instantâneas. Nesta topologia de rede é possível identificar e região de defeito baseado-se nas informações dos equipamentos, pois devido aos elevados valores de corrente de

curto-circuito todos os equipamentos de proteção podem ser sensibilizados e atuam com o intuito de cessar a falta.

D. Topologia de rede nº 2: Baixo valor na corrente de I_{cc}

Neste cenário as correntes de curto-circuito são baixas, logo, é possível obter seletividade entre os dispositivos de proteção à medida que os níveis de corrente reduzem devido a impedância da falta. Nesta topologia de rede é possível identificar a região de defeito baseando-se nas informações dos equipamentos. Nesta topologia o sistema torna-se 100% seletivo, ou seja, somente desliga o equipamento a montante do defeito.

E. Topologia de rede nº 3: Sinalização por SGF entre religadores

Neste cenário as correntes de falta são muito baixas, logo, não há sensibilização das proteções instantâneas ou temporizadas de fase e/ou de neutro. Uma alternativa atualmente utilizada é a função *Sensitive Ground Fault* - SGF, a qual atua para valores muito baixos de corrente e com elevada temporização. Nesta topologia de rede é possível identificar a região de defeito baseando-se nas informações dos equipamentos. Nesta topologia há equipamentos que não possuem a função habilitada.

F. Topologia de rede nº 4: Rede manobrada com alimentação inversa fonte-carga

Neste cenário a rede não se encontra em seu estado natural ou de descanso e apresenta inversão do lado fonte-carga na rede que está sendo alimentada por outra fonte. Neste cenário há a descoordenação devido a inversão do lado da fonte, assim é possível identificar a região defeito através a informação dos equipamentos.

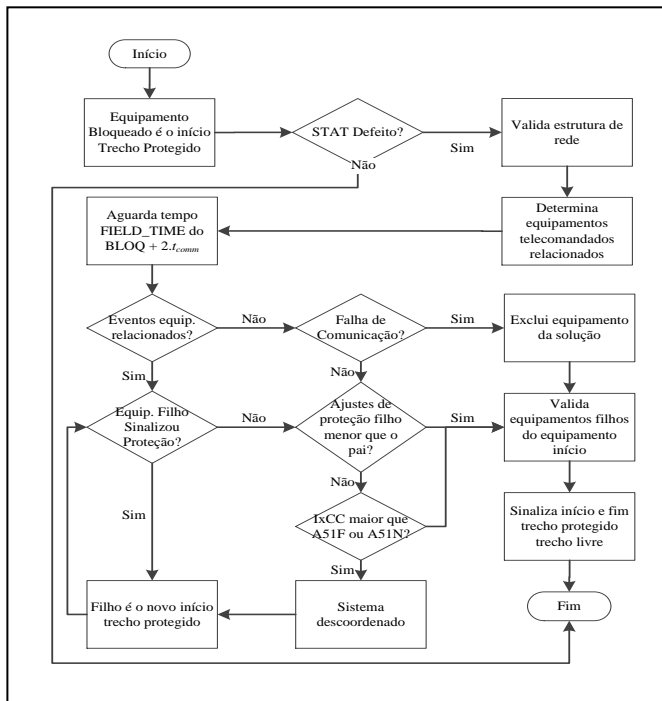


Fig. 8. Fluxograma macro do processo de identificação dos trechos

Baseado nas topologias e nas informações é possível determinar o TLP, a região sob defeito que necessita ser inspecionada pela manutenção e o(s) trecho(s) livre(s) que podem ser energizados através de manobras quando possível. A Fig. 8 apresenta o fluxo macro do processo para determinação dos equipamentos envolvidos e consequentemente os trechos.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Utilizando dados de uma distribuidora de energia do sul do Brasil foram realizados os testes nas lógicas de agrupamento dos dados. Avaliados os protocolos de comunicação utilizados e seus tempos ajustados onde $t_{pooling} = 4s$ e $t_{timeout} = 30s$, assim o tempo total de amostragem das informações foi de 68s, tanto para mensagens por *pooling* quanto para mensagens não-solicitadas. Posteriormente foram realizadas as validações das informações atualizadas da rede de distribuição, como seu estado atual de acordo com as manobras existentes e sua estrutura. Por último realizada a validação do algoritmo de identificação e sinalização do trecho protegido e trecho livre. A TABLE I. apresenta os eventos de bloqueio ocorridos no período de 22 a 28 de novembro que foram utilizados para validar os demais lógicas.

TABLE I. EVENTOS TESTE

ID_evento	Substn	Data
265	ALE - 1669	22/nov
266	ALE - 89	22/nov
269	SLE - 1532	29/nov
307	UNI - 3110	22/nov
308	ALE - 1687	28/nov
310	ALE - 12	28/nov
311	SGA - 106	29/nov

A soluções apresentadas foram avaliadas comparando-as a definição prévia dos trechos livres e protegidos já identificados anteriormente com a configuração instantânea da rede. Os dados dos equipamentos relacionados aos eventos são apresentados na TABLE II. As informações apresentadas foram processadas pela lógica de agrupamento de dados após o tempo de amostragem.

TABLE II. INFORMAÇÕES EQUIPAMENTOS TELECOMANDADOS

ID_Evento	Matrícula	INFORMAÇÕES AGRUPADAS													
		EST	COMM	MOD0	DISP	FTCA	FA	FB	FC	N	SGF	INCSGF	INCSIN	INC79	STAT
267	VAI - 298	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0
267	VAI - 99	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0
268	5802	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0
268	MON - 443	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
268	MON - 444	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0
269	SLE - 3101	1	1	0	1	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0
269	SLE - 3144	1	1	0	1	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0
269	SLE - 937	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0
308	19742	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0
308	ALE - 1687	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0
308	ALE - 19	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0

Utilizando as informações da estrutura de rede e os dados agrupados dos equipamentos relacionados foi obtido o TLP. Para identificação de forma visual do trecho foi utilizada a ferramenta da empresa Mega Tecnologia.

Processando o evento 269, a Fig. 9 apresenta o resultado da solução, onde sobre o traçado do alimentador é destacado o trecho em vermelho que representa o trecho protegido e o trecho em verde que representam os trechos livres.

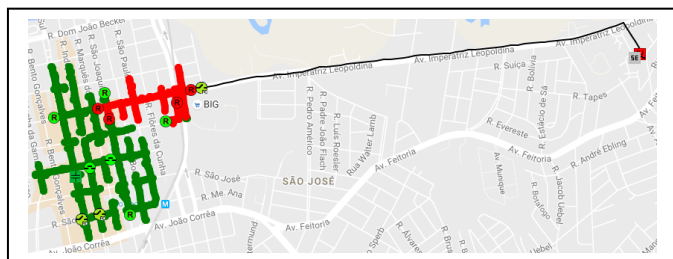


Fig. 9. Resultado evento 269 – Visão geral da solução

Numa visão detalhada, a Fig 10 apresenta uma visão aproximada da tela com a identificação dos trechos.



Fig. 10. Resultado evento 269 – Visão aproximada da rede de operação

Os resultados iniciais foram satisfatórios na identificação dos trechos a partir das informações existentes no SCADA. A indicação do tempo de amostragem fornece um guia no quesito tempo para processamento. Apesar de haver a necessidade de se realizar a identificação do local do defeito de forma rápida, ela precisa ser a mais precisa possível, por isso compreender os intervalos de obtenção dos dados dos equipamentos telecomandados e utilizar de forma adequada é importante.

A utilização das informações presentes no SCADA, que já estão validadas pela operação manutenção, apresenta um ganho

pele fato de utilizar dados de equipamentos comerciais e confiáveis. Juntamente com a utilização de lógicas de agrupamento e tratamento das informações permite a inclusão de novos equipamentos na solução, como medidores tele supervisionados, indicadores de falta entre outros para melhor observar a rede de operação.

A fim de continuar o trabalho, novos testes serão realizados com o intuito de validar as soluções em diversos cenários a partir das informações de tempo real. Aprimorando assim as lógicas de agrupamento devido a novos equipamentos na rede de operação, tornando a solução mais robusta e confiável.

REFERÊNCIAS

- [1] D. P. Bernardon, M. Sperandio, V. J. Garcia, L. N. Canha, A. da R. Abaide, e E. F. B. Daza, "AHP Decision-Making Algorithm to Allocate Remotely Controlled Switches in Distribution Networks", *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, nº 3, p. 1884–1892, jul. 2011.
- [2] C. Rangari e A. Yadav, "A hybrid wavelet singular entropy and fuzzy system based fault detection and classification on distribution line with distributed generation", *RTEICT 2017 - 2nd IEEE Int. Conf. Recent Trends Electron. Inf. Commun. Technol. Proc.*, vol. 2018-Janua, p. 1473–1477, 2018.
- [3] M. Sperandio *et al.*, "Fault Location in Distribution Networks by Combining Studies of the Network and Remote Monitoring of Protection Devices", *46th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC)*, IEEE, 2011.
- [4] H. Nezami e F. Dehghani, "A new fault location technique on radial distribution systems using artificial neural network", nº June, p. 0375–0375, 2014.
- [5] M. Sarvi e S. Torabi, "Fault location and classification in distribution systems using clark transformation and neural network", *Electr. Power Distrib. Networks (EPDC), 2011 16th Conf.*, vol. 1, nº 2, p. 1–8, 2011.
- [6] P. Janssen, T. Sezi, e J. C. Maun, "Optimal fault location in distribution systems using distributed disturbance recordings", *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, p. 1–7, 2011.
- [7] L. Guilin, Y. Hongjie, K. Xiaohong, e W. Sheng, "Research on positioning the fault locations automatically in a multi branch transmission line network", *2018 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2018 - Proc.*, nº 201804090000006, p. 3099–3104, 2019.
- [8] B. N. Soares, A. da Rosa Abaide, e D. Bernardon, "Methodology for prioritizing investments in distribution networks electricity focusing on operational efficiency and regulatory aspects", in *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2014, p. 1–6.
- [9] "Sistema Avançado de Gestão de Distribuição (ADMS) | Schneider Electric". [Online]. Available at: <https://www.schneider-electric.com.br/pt/work/solutions/for-business/s4/electric-utilities-advanced-distribution-management-system-adms/>. [Acessado: 13-out-2017].
- [10] H. Nyquist, "Certain topics in telegraph transmission theory", *Proc. IEEE*, vol. 90, nº 2, p. 280–305, 2002.
- [11] S. M. Klerer, "The OSI management architecture: an overview", *IEEE Netw.*, vol. 2, nº 2, p. 20–29, mar. 1988.