

Development of an application in VBA for a short-circuit simulation in distribution networks using ANAFAS

Bruno R. Sodré*, Bruno A. Silva*, André S. Velloso*, Bruno W. França*, Marcio Z. Fortes*, Guilherme G. Sotelo*

*Fluminense Federal University, PPGEET, Engineering School, Niteroi, RJ 22790-340, Brazil, (e-mail: bruno.sodre@light.com.br, silva.brunoalmeida@gmail.com, andre.santoro.velloso@gmail.com, bwfranca@id.uff.br, mzf@vm.uff.br, gshotelo@id.uff.br)

Abstract: This paper proposes an application in VBA (Visual Basic for Applications) for automatic modelling of a distribution network in ANAFAS software, in which short-circuit simulations are available. The simulation response may subsidize actions to locate permanent faults, reducing total reestablishment times, as well as leading directed maintenance actions in circuits with high levels and/or frequency of short-circuit, thus mitigating possible permanent defects on substation transformers. This paper presents an example in a real case of energy distributor.

Resumo: Este artigo propõe um aplicativo em VBA (*Visual Basic for Applications*) para modelagem automática de uma rede de distribuição no *software* ANAFAS, na qual simulações de curto-circuito estão disponíveis. A resposta à simulação pode subsidiar ações para localizar falhas permanentes, reduzindo os tempos totais de restabelecimento, bem como as principais ações de manutenção direcionadas em circuitos com altos níveis e/ou frequência de curto-circuito, mitigando assim possíveis defeitos em transformadores de subestações. Este artigo apresenta um exemplo em caso real de uma concessionária de energia.

Keywords: Distribution Network; Short-Circuit; Power Transformers; Computational Simulations; Electrical System Faults.

Palavras-chaves: Rede de Distribuição; Curto-Circuito; Transformadores de Potência; Simulações Computacionais; Faltas em Sistemas Elétricos.

1. INTRODUÇÃO

As distribuidoras de energia têm sofrido constantes penalizações decorrentes das violações de seus indicadores de qualidade. Assim, devido a este fato, surge a necessidade da melhoria dos indicadores de qualidade, tais como a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC), frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC), duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC) e duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DICRI). Vale ressaltar que para garantir a melhoria dos indicadores podem ser tomadas ações operacionais e/ou de investimentos na rede e que os valores destas penalizações estão disponíveis em (ANEEL 2019).

Ações operacionais estão ligadas a gestão das equipes de atendimento, com estratégias pré-determinadas, de modo a otimizar o tempo de deslocamento até a ocorrência. Quanto às ações de investimentos na rede, destaca-se principalmente a utilização de equipamentos telecomandados, principalmente disjuntores e religadores, os quais possuem funções de religamento automático em caso de defeitos transitórios, como apresentado em (Teixeira et al 2016).

Em contrapartida, a utilização de dispositivos com religamentos automáticos, em intervalos de tempo cada vez menores, podem trazer grandes prejuízos aos transformadores, tendo em vista a intensidade e/ou frequência de curtos-circuitos (CC) verificados nos alimentadores em determinadas condições operativas. A geração distribuída também pode aumentar os níveis de CC (Gomez et al 2013).

Diversos estudos têm sido feitos recentemente no intuito de reduzir os impactos causados pelos CC nos componentes dos sistemas de distribuição. Uma solução que tem por objetivo atenuar os efeitos dos CC nos transformadores consiste na instalação de limitadores de corrente de CC (Fernandez e Conde 2016), incluindo-se a utilização de tecnologias com novos materiais (Mafra et al 2016).

Além disso, diversos métodos têm sido publicados na literatura com o objetivo de estimar localização de faltas, os quais podem ser divididos em três grupos: algoritmos com base na impedância aparente, ondas viajantes e redes neurais (Farias et al 2016).

Existem diversos trabalhos na literatura discutindo sobre a localização de faltas por diferentes métodos e ferramentas computacionais, entre eles citam-se: utilização de redes de Petri em micro grids (Sreerama e Swarup 2017), avaliação da tensão eficaz medida em diferentes setores da rede (Teninge et al 2015), métodos por redes heterogeneas valido para sistemas

com neutro aterrado por impedância (Marguet e Raison, 2014), morfologia matemática (Oh et al 2019), aplicação do conceito de *soft open point* (SOP) (Aithal et al 2017) e *self healing* (Refaat et al 2018), entre outros.

Este trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta em *Visual Basic for Applications* (VBA), para modelagem automática de uma rede de distribuição, conforme exemplo mostrado na Fig.1. Essa rede é representada por trechos de média tensão (25 kV ou 13,8 kV).

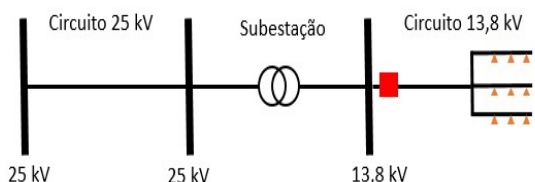


Fig. 1 Modelo de rede a ser simulada.

A modelagem proposta é realizada segundo o formato de entrada do *software* ANAFAS (Eletrobras 2018), o qual é responsável por calcular os níveis de CC segundo algoritmos com base na impedância aparente de cada trecho de média tensão no circuito de 13,8 kV. Assim é possível estimar o trecho da ocorrência do defeito a partir da aquisição dos valores de CC no religador ou disjuntor da subestação.

Os principais ganhos esperados com relação à utilização desta ferramenta estão relacionados ao direcionamento de equipes de emergência no caso de um defeito permanente, bem como ações preventivas de manutenção com o objetivo de mitigar causas de CC, as quais podem provocar a queima do transformador. Desta forma, é possível conseguir ganhos de eficiência operacional, técnica e econômica. Para estudo do problema proposto, o presente manuscrito está organizado da seguinte forma: esta seção introdutória, a seção 2 que trata da metodologia aplicada, a seção 3 trata dos resultados da aplicação da metodologia em dois estudos de caso, a seção 4 trata dos ganhos esperados em virtude da utilização da metodologia apresentada neste trabalho e a seção 5 trata da conclusão.

2. METODOLOGIA

Este trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de um aplicativo de interface para prover suporte no processo de modelagem da rede de média tensão de qualquer alimentador de uma distribuidora, de forma automática, no formato do *software* ANAFAS, a partir dos dados de rede disponíveis, para o cálculo dos níveis de curto-circuito nos trechos do alimentador selecionado. Apesar de realizada em uma distribuidora do Rio de Janeiro, a modelagem completa de circuitos de média tensão no *software* ANAFAS não é comum de ser realizada nas distribuidoras do Brasil, tendo em vista o esforço manual elevado de realizar essa representação, bem como a condição operativa da rede, que pode sofrer variações relevantes em espaços de tempo curtos, devido a necessidade de realização de manobras de rede com o objetivo de, por exemplo, realizar a manutenção em determinado trecho. Assim, para que seja possível realizar a modelagem no

software ANAFAS, é necessário conhecer o formato de dados disponível na concessionária, no qual a rede de média tensão é construída a partir de trechos, os quais podem variar de comprimentos de 1m a 1000m, onde cada trecho está associado a um determinado tipo de cabo. No entanto, a atratividade dessa ferramenta se dá no potencial de sua aplicação em sistemas similares com softwares do tipo open source. Dessa forma, ao se constatar a sua usabilidade, a metodologia proposta aqui poderá servir de base para o desenvolvimento nos sistemas similares supracitados, para uma maior abrangência do seu uso.

Assim, o aplicativo desenvolvido em VBA, é responsável por ler a base de dados do circuito selecionado pelo usuário, conforme Fig.2, e gerar o arquivo de entrada do *software* ANAFAS. Neste arquivo, estão representados os dados de rede necessários para a execução do *software*, como a criação e interligação das barras, bem como o ajuste dos dados de impedância dos trechos em pu, na base do programa.

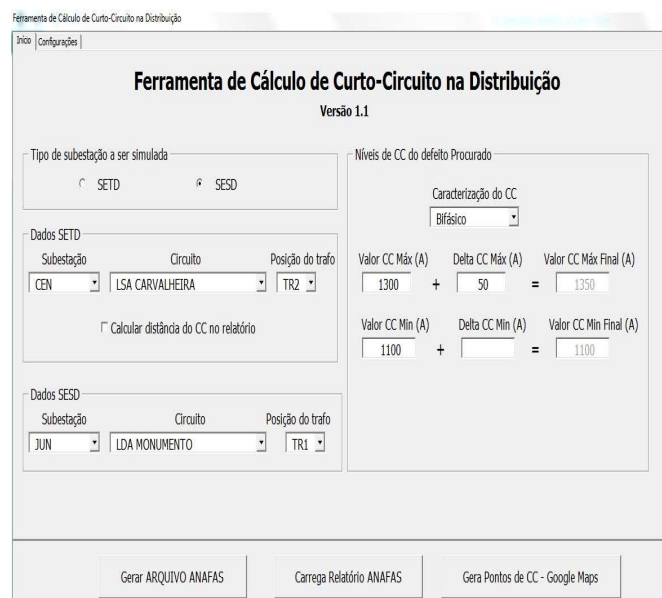


Fig. 2 Interface voltada ao usuário do aplicativo desenvolvido.

Foi considerado o modelo de linha curta (Stevenson 1986), com os parâmetros de resistência e reatância por trecho do circuito de média tensão, conforme a Fig.3.

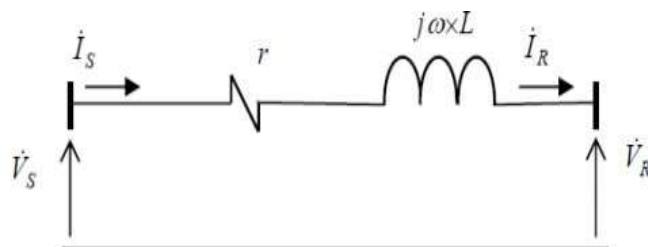


Fig. 3 Modelagem de rede utilizada para os circuitos de distribuição.

A partir do arquivo gerado pelo aplicativo desenvolvido, que contempla a modelagem de rede na linguagem do *software* ANAFAS, é possível simular os níveis de curto-circuito em

cada trecho do alimentador e posteriormente comparar esses valores com dados de curtos-circuitos reais adquiridos nos disjuntores ou religadores das subestações, de forma a comparar a localização real do defeito com a localização simulada pelo *software*. Na Fig.4 encontra-se o fluxograma da metodologia desenvolvida, onde estão representados os processos para a realização das simulações.

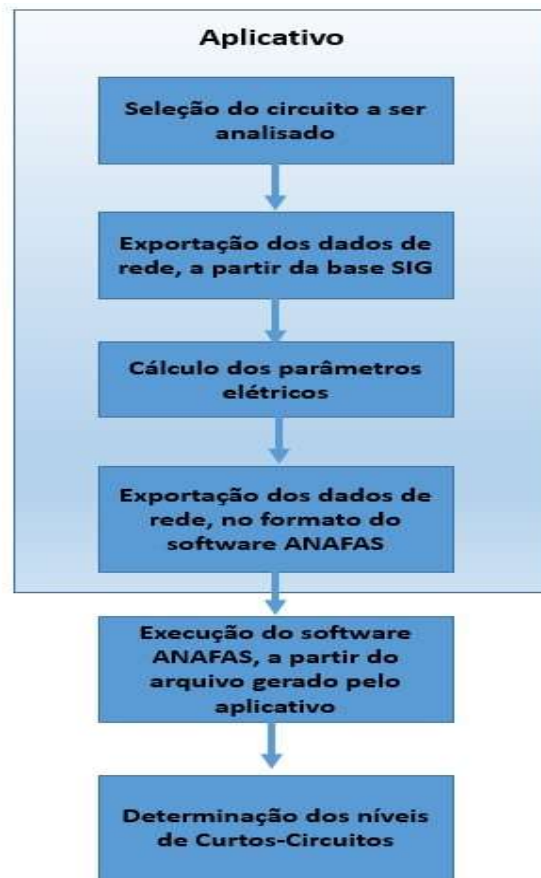


Fig. 4 Fluxograma da metodologia utilizada.

3. DISCUSSÕES E RESULTADOS

A aplicação da ferramenta foi testada em dois circuitos reais de uma distribuidora de energia elétrica do estado do Rio de Janeiro, onde foram analisados os seguintes casos.

- Caso 1 - A partir da ocorrência de queima de um transformador da subestação 1, foram aferidos os níveis de CC do alimentador A, bem como o ponto onde foi verificado o defeito na rede de 13,8 kV, a partir do relato do centro de operação da distribuição;
- Caso 2 – A partir das informações do sistema supervisor SCADA, foi observado que o alimentador B, da subestação 2, apresentava diversos eventos de CC monofásicos com intensidades de ordem de grandeza semelhantes.

3.1 Caso 1

Avalia-se a condição em que um evento de curto-circuito bifásico, no alimentador A, provoca a queima do transformador da subestação 1, com os níveis de CC mostrados na Tabela 1.

Tabela 1. Especificação do Modelo Instalado

S	Alim.	Hora de Abertura	ICC _A (A)	ICC _B (A)	ICC _C (A)	ICC _N (A)
1	A	07/04/18 18:07	0	1609	1597	0

De modo a validarmos a ferramenta desenvolvida, simulou-se o alimentador considerando os seguintes parâmetros:

- Comprimento do Circuito de 13,8 kV: 14,9 km
- Comprimento do Circuito de 25 kV: 18,0 km
- Impedância do transformador: 5%
- Tensão Primária do Transformador: 25 kV
- Tensão Secundária do Transformador: 13,8 kV
- Ligação: Delta-Estrela Solidamente aterrado
- Potência do transformador: 3 MVA
- Quantidade de trechos de 25 kV: 111
- Quantidade de trechos de 13,8 kV: 602
- Quantidade de clientes: 339

De modo a limitar o trecho da procura do defeito, considera-se uma faixa em torno de 50 A, desta forma, com níveis de CC bifásica nas barras entre 1559 A e 1659 A. Assim, determinam-se dois trechos de 13,8 kV ilustrados na Fig. 5 e apresentados na Tabela 2, onde o trecho simulado mais próximo do defeito estava situado a 135 m do mesmo.

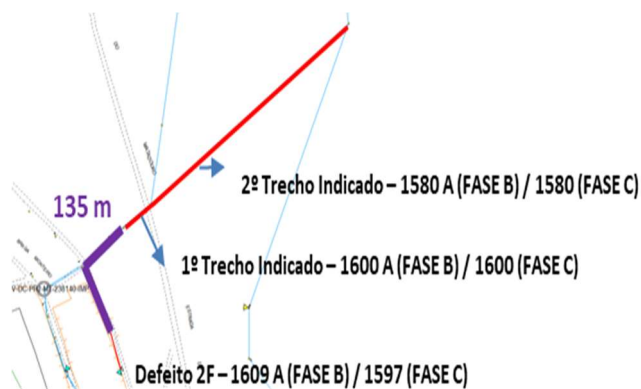


Fig. 5 Comparação entre a distância do ponto de defeito real em relação às simulações.

Tabela 2. Níveis de Curto-Circuito Simulados para o Caso 1

Distância da Fonte (m)	Id_trecho	Id_trecho_pai	Curto 2f (A)	Diagnóstico
511,72	17001	17061	1600	Nível de CC proximo do defeito
801,6	73802	17001	1580	Nível de CC proximo do defeito

3.2 Caso 2

A partir do monitoramento dos níveis de CC por meio do sistema supervisorio SCADA, foi observado que o alimentador B da subestação 2 apresentou, em 5 dias, 24 ocorrências de curtos-circuitos monofásicos, conforme Fig.6, dos quais 20 foram transitórios. O estudo de eventos transitórios possui bastante relevância, tendo em vista que 80% dos eventos de CC são desta natureza (Abdi et al 2014).

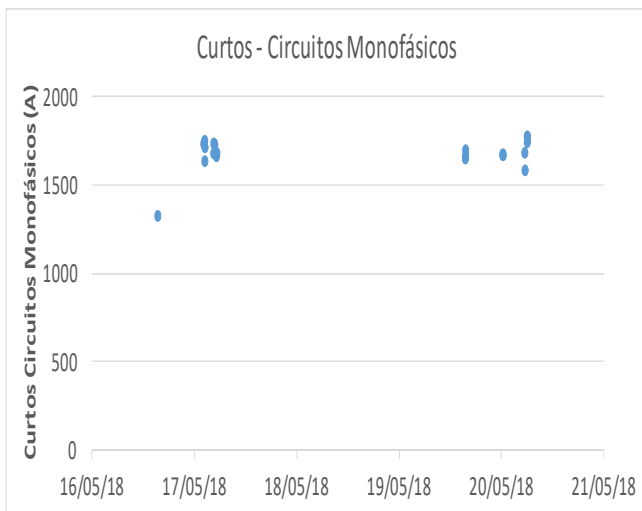


Fig. 6 Ocorrências de CC observadas no alimentador 2.

O alimentador B da subestação 2 foi simulado de acordo com os seguintes parâmetros:

- Comprimento do Circuito de 13,8 kV: 5,0 km
- Comprimento do Circuito de 25 kV: 1,7 km
- Impedância do transformador: 5%
- Tensão Primária do Transformador: 25 kV
- Tensão Secundária do Transformador: 13,8 kV
- Ligação: Delta-Estrela Solidamente aterrado
- Potência do transformador: 3 MVA
- Quantidade de trechos de 25 kV: 73
- Quantidade de trechos de 13,8 kV: 347

- Quantidade de clientes: 1.917

A partir das simulações realizadas, foi possível determinar os pontos que possuíam valores de CC entre 1600 e 1800 A, os quais são representados pelos círculos em vermelho na Fig.7. De modo a validar a metodologia apresentada, foi realizada uma visita a campo, nos pontos indicados pela ferramenta, onde foi verificado que no trecho em questão existiam galhos de árvores muito próximos ao circuito, desta forma, ocasionando os eventos de CC.



Fig. 7 Determinação dos possíveis pontos de CC.

Neste caso, de modo a eliminar os eventos descritos, podem ser tomadas as seguintes ações:

- Realizar a poda de árvores no trecho mantendo uma periodicidade de curto prazo desta manutenção;
- Substituir o trecho do circuito em questão por um cabo isolado

4. GANHOS ESPERADOS

A distribuidora estudada possui um programa de manutenção preventiva dos alimentadores de média tensão, onde as premissas para a definição dos circuitos prioritários são focadas principalmente nos indicadores de qualidade estabelecidos pelo órgão regulador (ANEEL). De modo a atuar de maneira assertiva, em um primeiro momento, é desejável que a ferramenta seja utilizada em conjunto com o ciclo de manutenção já implementado pela companhia. Isso leva à possibilidade de avaliação de sua capacidade de diagnóstico em situações reais de ocorrência sem o risco de degradar os índices atuais da distribuidora. Posteriormente, com a validação operativa da ferramenta proposta, essa pode ser vislumbrada para a redução de custos de manutenção na substituição ou adequação de etapas do ciclo de manutenção vigente.

Com a utilização da metodologia de análise de estimação de eventos de CC, é esperado, dentre outros fatores, o aumento da vida útil dos transformadores que suprem esses alimentadores,

tendo em vista que as ações de manutenção serão direcionadas, de fato, para os pontos de defeito. Assim, o ganho de eficiência da utilização desta aplicação descrita na metodologia, está relacionada a mitigação da queima de transformadores, que podem gerar os seguintes impactos: Interrupção do fornecimento de energia e pagamento de compensação financeira.

4.1 Interrupção do Fornecimento de Energia

De modo a exemplificar os impactos operacionais gerados devido ao desligamento de um alimentador por conta da queima de um transformador ou por consequência de um evento de CC permanente, foram simulados os tempos médios de reestabelecimento do mesmo, analisando as seguintes variáveis:

- Condição de tráfego: Leve, Moderado e Intenso;
- Tempo para realização da manobra: 10 min.

Considerando-se que a metodologia de reestabelecimento do circuito realiza em média 3 manobras para o reestabelecimento completo do alimentador, a Fig. 8 apresenta os tempos médios para este reestabelecimento.

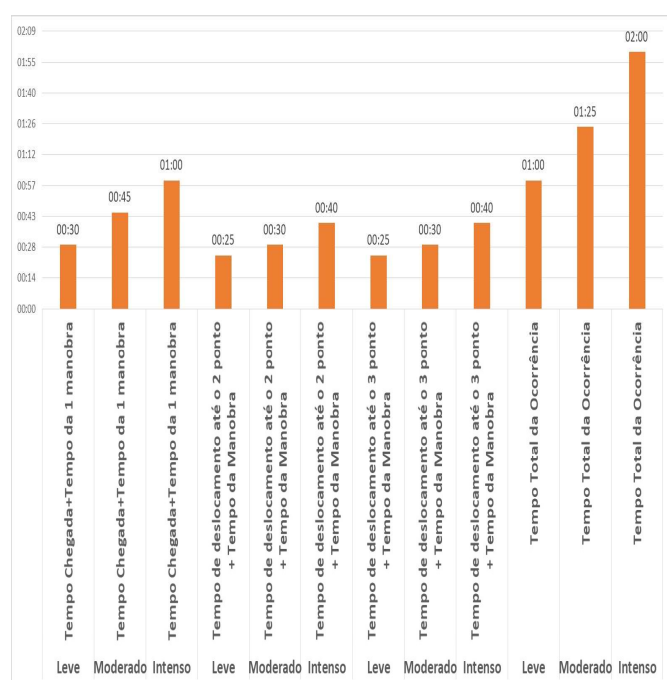


Fig. 8 Tempos médios de reestabelecimento de um alimentador.

4.2 Pagamento de compensação financeira

No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor ou central geradora acessante do sistema de distribuição, inclusive àqueles conectados nas demais instalações de transmissão (DIT), e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após

o período de apuração e toda a formulação aplicada esta apresentada em (ANEEL 2018).

Extrapolando a quantidade de ocorrências de CC permanentes, apresentada no caso 2, para 1 ano, pode se obter os ganhos, indicados na Tabela 3, no indicador DIC, tendo em vista que o tempo de restabelecimento será considerado com apenas uma manobra.

5. CONCLUSÕES

Em relação a metodologia apresentada, que considerou o desenvolvimento de uma aplicação em VBA, a qual gera automaticamente o arquivo de dados de entrada do *software* ANAFAS, com o objetivo de simular os níveis de CC em circuitos de distribuição, foi observado que a mesma apresentou resultados satisfatórios para os dois casos apresentados. O primeiro caso, considerava a localização de um defeito, que provocou a queima de um transformador, onde os resultados simulados foram muito próximos da condição real de CC. No segundo caso, foi observado que houve o apontamento correto dos prováveis trechos dos eventos transitórios descritos.

Através dos resultados apresentados, foi possível mensurar os ganhos financeiros e operacionais da utilização da metodologia proposta. Quanto aos ganhos financeiros, esses podem ser investidos na administração da concessão, trazendo uma melhor qualidade no fornecimento de energia.

Quanto aos ganhos operacionais, apresentaram valores relevantes, com estimativa de redução de até 1h no tempo total de reestabelecimento de um circuito típico de distribuição.

Vale ressaltar ainda que a validação da ferramenta proposta serve para futuros trabalhos na implementação de sistemas similares com *softwares* do tipo *open source*, para uma maior abrangência do seu uso.

REFERÊNCIAS

- Abdi, S., Afshar, K., Ahmadi, S., Bigdeli, N., and Abdi, M., (2014). Optimal recloser and autosectionalizer allocation in distribution networks using IPSO – Monte Carlo approach, *International Journal of Electric Power & Energy Systems*, 55:602-611. doi: 10.1016/j.ijepes.2013.10.012.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2018). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Available from: < <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>, Accessed at: June 28, 2018.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2019). Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade, Available from: <

<http://www.aneel.gov.br/indicadores-da-distribuicao>,
 Accessed at: October 25, 2019.

IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition.
 doi: 10.1109/PESGM.2014.6939025.

- Aithal, A., Li, G., and Wu, J. (2017). Grid Side Unbalanced Fault Detection using Soft Open Point in an Electrical Distribution Network, *Energy Procedia* 105:2859-2864. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.631.
- Eletrobras – CEPEL (2018). ANAFAS – Análise de Falhas Simultâneas, Available from: <<http://www.cepel.br/produtos/anafas-analise-de-faltas-simultaneas.htm>>, Accessed at: June 28, 2018.
- Farias, P.E., Morais, A.P., Cardoso, G., and Rossini, J.P. (2016). Fault Location in Distribution Systems: A Method Considering the Parameter Estimation Using a RNA Online, *IEEE Latin America Transactions*, 14:4741-4749. doi: 10.1109/TLA.2016.7817005.
- Fernandez, E. and Conde, A. (2016) Dynamic Analysis of Fault Current Limiters Performance in Distribution Systems, *IEEE Latin America Transactions*, 14:171-178. doi: 10.1109/TLA.2016.7430077.
- Gomez, J.C., Vaschetti, J., Coyos, C., and Ibarlucea, C. (2013). Distributed Generation: impact on Protections and Power Quality, *IEEE Latin America Transactions*, 11:460-465. doi: 10.1109/TLA.2013.6502846.
- Mafra, G.R.F.Q., Vidaurre, R.M., Fortes, F.Z., Fortes, M.Z. and Sotelo, G.G. (2016). Application of a Resistive Superconducting Fault Current Limiter in a Distribution Grid, *Electric Power Components and Systems*, 44:2084-2098. doi: 10.1080/15325008.2016.1214636.
- Marguet, R., and Raison, B. (2014). Fault distance localization method for heterogeneous distribution networks, in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition.* doi: 10.1109/PESGM.2014.6939025.
- Oh, Y-S. et al., (2019) Fault detection scheme based on mathematical morphology in last mile radial low voltage DC distribution networks, *International Journal of Electric Power & Energy Systems*, 106:520-527. doi: 10.1016/j.ijepes.2018.10.035.
- Refaat, S.S., Mohamed, A., and Kakosimos, P. (2018). Self-Healing control strategy; Challenges and opportunities for distribution systems in smart grid, in *2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018)*. doi: 10.1109/CPE.2018.8372610.
- Sreerama, R., and Swarup, K.S. (2017) Detection, localization and fault diagnosis using PetriNets for smart power distribution grids, in *2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)*. doi: 10.1109/ICPES.2017.8387363.
- Stevenson, W. (1986). Elementos de Análise de Sistemas de Potência, Mc Graw-Hill, 1986
- Teixeira, C.P., Lameirão, D.M.P., Oliveira, M.A., Fortes, M.Z., Ferreira, V.H., and Correia, W.F. (2016). Automação em Redes de Distribuição Utilizando Seccionadoras e Religadores, *Ciência & Engenharia*, 25(2):59–65. doi: 10.14393/19834071.2016.34955.
- Teninge, A., Pajot, C., Raison, B., and Picault, D. (2015) Voltage profile analysis for fault distance estimation in distribution network, in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. doi: 10.1109/PTC.2015.7232746.

Tabela 3. Ganhos Estimados Anuais do Indicador DIC utilizando a metodologia proposta

Condição de Tráfego	TUSD (R\$/kW)	MUSD (kVA)	F.P.	MUSD (kW)	EUD (R\$)	DIC _v (h)	DIC _p (h)	KEI	Ganho Anual Esperado (R\$)	Ganho Médio Annual Esperado (R\$)
Leve	16,66	3000	0,92	2.760,00	45.981,60	144	5,07	15	131.264,87	191.733,82
Moderado	16,66	3000	0,92	2760,00	45.981,60	192	5,07	15	176.616,59	
Intenso	16,66	3000	0,92	2760,00	45981,60	288	5,07	15	267.320,02	