



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GPC/24

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

**GRUPO - V
GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA-
GPC**

**METODOLOGIA PARA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE COM ANÁLISE DA CONFIBILIDADE EM SMART
GRIDS**

**Marco Antônio Ferreira Boaski
Daniel Pinheiro Bernardon
Mauricio Sperandio
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA – UFSM**

**Maicon Jaderson Silveira Ramos
Daniel Sperb Porto
RIO GRANDE ENERGIA SUL – RGE SUL**

RESUMO

Este trabalho visa o estudo e análise da influência da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção na confiabilidade das redes de distribuição de energia elétrica. Será apresentada uma metodologia para implementação de um sistema computacional que tem como principais pontos a análise integrada de: curtos-circuitos, coordenação e seletividade de dispositivos de proteção e cálculos dos indicadores de confiabilidade. Por fim serão apresentadas as telas do software que está em desenvolvimento.

PALAVRAS-CHAVE

Coordenação e Seletividade, Proteção, Confiabilidade, Smart Grids.

1.0 - INTRODUÇÃO

Com o avanço de tecnologias e novos conceitos que surgiram o sistema de distribuição de energia elétrica se tornou mais flexível, mas tudo isso acaba refletindo em modificações gerais de operação, planejamento, estudo e análise [1]. Um grande influenciador nesse meio são os conceitos de Smart Grids, que mudaram a forma de operação da rede de distribuição, antes fortemente estática, mas que agora possui maior versatilidade, obtida a partir de tecnologias de automação e metodologias de maneira acoplada [2]. Os conceitos de *smart grids* são amplos, englobam desde controle de cargas, *self-healing*, controle de níveis de tensão, entre outros [3].

Com esse desenvolvimento, insere-se novas complexidades na rede e isso pode ter impactos tanto positivos quanto negativos, e por isso há diversos fatores ou funcionalidades existentes que devem ser reavaliadas. Considerando a função principal das distribuidoras de energia sendo o transporte de energia até o cliente final, busca-se a utilização dessas novas tecnologias e métodos para o incremento da qualidade e da segurança do serviço prestado. Nesse sentido, um dos critérios mais considerados pelas empresas é o da confiabilidade da rede, tanto por questões estratégicas de operação, quanto pela existência de penalidades financeiras pelo não cumprimento de metas [4].

A confiabilidade de redes de distribuição é influenciada por diversos fatores de operação, manutenção e planejamento [5], mas como a confiabilidade das redes está diretamente ligada as interrupções no fornecimento de energia um dos sistemas que tem grande impacto é o de proteção [6]. Junto com novas tecnologias de automação, controle e comunicação, alguns instrumentos de proteção também avançaram [7], possibilitando comando e parametrização remota, como é o caso dos religadores telecomandados. Nesse sentido as metodologias para ajuste de parâmetros de coordenação e seletividade dos dispositivos também deve considerar uma maior variedade de fatores, tanto os que podem impactar quanto os que podem ser impactados por esse sistema.

Com isso, propõem-se avaliar a confiabilidade de redes através de seus indicadores considerando o sistema de

proteção. Para isso serão explorados os principais dispositivos de proteção e como se obtêm os principais indicadores de qualidade, além de verificar a funcionalidades e principais passos para a coordenação e seletividade dos dispositivos, além de modelar a rede juntamente com os fatores que irão impactar diretamente na confiabilidade de todo sistema de distribuição.

2.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

Para a avaliação da influência da proteção na confiabilidade do Sistema de distribuição, pode ser utilizado a metodologia apresentada pelo fluxograma da Figura 1. Este modelo busca que os dispositivos de proteção possam ser ajustados tanto pelas questões de coordenação e seletividade quanto por critérios indicadores de qualidade. Para melhor compreensão cada uma das etapas será apresentada separadamente.

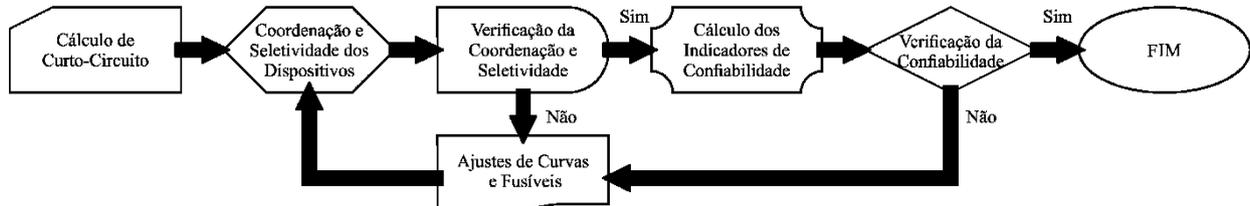


Figura 1 – Metodologia proposta

2.1 Cálculo de Curto-Circuito

Buscando principalmente a proteção contra curtos-circuitos que possam ser danosos ao ser humano ou aos equipamentos envolvidos na distribuição de energia elétrica, torna-se necessário que os dispositivos tenham capacidade para a interrupção do curto-circuito e ainda estejam ajustados para perceber o curto-circuito e realizar o desligamento do trecho que apresenta a falta. Nesse sentido torna-se necessário conhecer os níveis de curtos-circuitos.

Para a implementação dos cálculos de curtos-circuitos desequilibrados será utilizado a teoria de Fortescue, que estabelece que um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três componentes equilibradas: Sequência positiva, de sequência negativa e sequência zero. Através dessas três sequências podem-se calcular todos os tipos de curtos-circuitos equilibrados e desequilibrados.

Sendo assim, pode-se calcular todos os curtos-circuitos em todos os pontos da rede, para que com isso tenha-se os valores mínimos e máximos de cada região que será protegida por determinado equipamento. Nesse sentido, ainda deve-se considerar que além dos curtos-circuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos e bifásicos-terra, tem-se a necessidade de se considerar os curtos-circuitos com influência da impedância de falta.

2.2 Coordenação e Seletividade dos Dispositivos

Para uma proteção adequada do sistema elétrico, além da utilização de dispositivos apropriados, deve-se ter precaução com a sequência de operação desses equipamentos. Isso se torna necessário devido ao fato de que ao longo de uma mesma rede há diversos dispositivos e caso essa sequência de operação não estiver de acordo, haverá desligamento de cargas indevidas, assim comprometendo a confiabilidade do sistema e podendo influenciar negativamente nos indicadores de continuidade da empresa de distribuição [8, 9]. Para a coordenação e seletividade o primeiro passo é conhecer os dispositivos envolvidos

2.2.1 Dispositivos de proteção

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são compostos por longas redes, e em sua maioria são aéreas e constituídas de cabos nus, devido a extensão e a exposição podem-se ocasionar falhas ou faltas de diversas naturezas. Sendo assim, tornam-se essenciais meios para a proteção desses sistemas, para isso, utilizam-se os dispositivos de proteção. E os mais utilizados em redes de distribuição são os fusíveis e os religadores [10].

Chaves Fusíveis

Os dispositivos de proteção em maior quantidade presente nas redes aéreas de distribuição de energia são as chaves fusíveis. Isso deve-se ao seu baixo custo quando comparado a outros dispositivos de proteção e por atender um dos maiores problemas das redes de distribuição que referem-se as sobrecorrentes oriundas de curtos-circuitos por contato dos cabos entre si, à vegetação ou ao solo, entre outros.

Sendo um equipamento de proteção do tipo fusível, este baseia seu funcionamento em um elo metálico com características específicas de tempo versus corrente, isto é, quando se atinge a máxima corrente tolerável o calor derrete o elemento ativo e libera a abertura da chave [11].

Religadores

Comparado às chaves fusíveis, os religadores apresentam um custo relativamente elevado, porém esses são dispositivos mais sofisticados e oferecem recursos mais amplos de proteção, medição, automação e controle. Os

religadores tem sido cada vez mais utilizado pelas distribuidoras de energia elétrica, isso acontece diante a possibilidade de controle e telecomunicação deste dispositivo [12]. Através dessas características pode-se ter um controle em tempo real da rede possibilitando manobras para diversos fins, assim contribuindo para a evolução das Smart Grid.

Os religadores permitem religamentos automáticos temporizados, através desse recurso associado à curvas rápidas é possível minimizar as interrupções de energia causadas por defeitos transitórios [13], como por exemplo o contato de galhos de árvores. Na maioria dos dispositivos o sistema de temporização pode ser ajustado com operações de religamento rápidas ou lentas, ou combinações destas, dependendo da necessidade e filosofia a empresa. Essa proteção contra defeitos transitórios compreende inclusive as redes protegidas pelas chaves fusíveis a jusante dos religadores.

2.2.2 Seletividade dos dispositivos de proteção

Primeiramente deve-se avaliar a seletividade no que se refere à sensibilidade dos dispositivos de proteção. Essa necessidade surge uma vez que estes necessitam ser sensibilizados para atuar no curto-circuito mínimo e ao mesmo tempo permitir a passagem da corrente de carga.

O critério para seletividade de chaves fusíveis pode ser resumido através da Equação 1 abaixo:

$$K_1 \cdot I_L \leq I_e \leq \frac{1}{4} \cdot I_{ccmin} \quad (1)$$

Onde:

K_1 - Taxa de crescimento de carga na região;

I_L - Corrente de carga no trecho;

I_e - Valor nominal do elo;

I_{ccmin} - Corrente de c.c. mínimo no final do trecho protegido.

Para os religadores, como possuem tanto ajuste de fase quanto de neutro, os ajustes podem ser expressos com as seguintes equações 2 e 3:

$$1,5 \cdot I_L \leq I_{pf} \leq \frac{I_{2\Phi F}}{2} \quad (2)$$

$$K_2 \cdot I_L \leq I_{pn} \leq \frac{I_{1\Phi m}}{2} \quad (3)$$

Onde:

I_L - Corrente de carga no trecho;

I_{pf} - Corrente de pick-up de fase;

$I_{2\Phi F}$ - Corrente de curto-circuito bifásica no fim do trecho protegido;

K_2 - Fator de desequilíbrio, normalmente entre 0,1 e 0,3;

I_{pn} - Corrente de pick-up de neutro;

$I_{1\Phi m}$ - Corrente de curto-circuito monofásico no fim do trecho protegido.

2.2.3 Coordenação entre os dispositivos de proteção

A outra etapa, referente a coordenação, faz a avaliação da sequência de operação dos dispositivos além de verificar quais dispositivos a montante vão estar sensibilizados para faltas a jusante. Esse processo busca a melhor sequência de atuação dos equipamentos, visando diminuir ao máximo a área afetada pela falta ou defeito. Para que tenha a correta sequência de atuação são utilizados alguns critérios, dependendo o tipo de equipamento envolvido.

Para coordenação entre chaves fusíveis podemos citar três critérios principais:

1. A corrente nominal do elo protegido deve ser sempre superior a corrente nominal do(s) elo(s) protetor(es).
2. Idealmente, o elo fusível protegido (lado fonte) deve ser coordenado com o elo protetor (lado carga) para não abrir primeiro para a máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação do elo protetor.
3. A coordenação entre dois elos fusíveis em série é garantida se o tempo de interrupção do elo protetor for no máximo 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido.

Para coordenação entre chaves fusíveis e religadores podemos citar três critérios principais:

1. Para todos os valores de falhas possíveis dentro do trecho de circuito protegido pelo elo fusível, o tempo mínimo de fusão do elo deve ser maior que o tempo de abertura do religador multiplicado por um fator K característico do religador, que varia em função do número de operações rápidas ajustado e do tempo de religamento do circuito;

2. Para todos os valores de falhas possíveis dentro do trecho de circuito protegido pelo elo fusível, o tempo total de interrupção do elo deve ser inferior ao tempo mínimo de abertura do religador na sua curva temporizada (curva lenta), ajustando-se o religador para duas ou mais operações temporizadas;
3. No caso de não se conseguir coordenação entre religador e elo para toda a faixa de correntes de curto-circuito, será garantida pelo menos a coordenação para a condição de faltas monofásicas envolvendo impedância de contato e mantida a seletividade para 80% do curto-circuito máximo.

2.3 Verificação da Coordenação e Seletividade

Esta etapa compreende a análise e avaliação dos parâmetros e elos dos dispositivos de proteção. Para isso serão seguidos os critérios tanto de seletividade quanto de coordenação. Além disso, surge a necessidade de verificar algumas regras específicas da empresa distribuidora, uma vez que cada empresa pode ter uma filosofia diferente das demais, um exemplo claro disso é quando não é possível a coordenação de 100% da rede, algumas empresas adotam um nível mínimo de coordenação entre dispositivos, levando em consideração a filosofia da distribuidora e também o histórico de falhas daquela região ou alimentador.

No caso de os critérios serem atendidos, o próximo passo será o cálculo dos indicadores de confiabilidade, caso contrário a próxima etapa será o ajuste de curvas e fusíveis

2.4 Ajuste de Curvas e Fusíveis

Essa etapa compreende as alterações dos parâmetros dos dispositivos de proteção, quando os critérios de coordenação e seletividade não são atendidos ou quando os valores dos indicadores de confiabilidade não são satisfatórios. Com tais alterações busca-se a melhora no desempenho da rede para essas duas variáveis, ou ao menos incrementar uma das duas sem afetar a outra. Como os dispositivos envolvidos nesse estudo são as chaves fusíveis e os religadores, há possibilidades finitas para ajustes. Quanto as chaves fusíveis há basicamente a troca de elo, mas deverá atentar-se quanto a sua sensibilidade para abertura considerando os curtos-circuitos da rede protegida e também quanto a relação de coordenação entre elos protegidos e protetores. Considerando os religadores dispositivos mais modernos, estes possuem uma maior gama de ajustes, podendo variar o posicionamento da curva de atuação, ou também a troca do tipo de curva, podendo deixar essa com maior ou menor grau de declividade.

2.5 Calculo dos indicadores de Confiabilidade

O termo confiabilidade tem um significado amplo e pode se referir a diferentes aplicações em um mesmo sistema. Os autores de [14], definem que a confiabilidade de um sistema diz respeito a correta opção com desempenho pleno e ausência de falhas. Sendo assim, a confiabilidade é influenciada por diversos fatores, podendo ser os gerenciáveis como planejamento, manutenção e operação ou de imprevistos como tempestades ou acidentes.

Para as principais normativas atuais o conceito de confiabilidade na distribuição de energia elétrica está ligado quanto as interrupções no suprimento de energia, podendo ser temporária ou sustentada (permanente). Esse pode ser considerado um subgrupo das perturbações que afetam a qualidade de energia. Os principais distúrbios que afetam a qualidade podem ser: as variações de frequência, ruídos, transitórios, distorções harmônicas, variação temporária de amplitude da tensão e as interrupções [15].

Para a mensuração e avaliação da confiabilidade das redes de distribuição são utilizados os indicadores de confiabilidade, estes serão explicados abaixo. A avaliação das distribuidoras de energia se dá através desses indicadores, o não cumprimento dos valores estipulados ocasiona penalidade para a empresa distribuidora e desconto para o consumidor final. Dessa forma nos sistemas de distribuição é importante manter os indicadores de confiabilidade em bons níveis [16].

2.5.1 Indicadores de confiabilidade

O cálculo dos indicadores de confiabilidade são valores que sintetizam agregados estatísticos, que podem ser calculados a partir dos históricos das interrupções que acontecem em determinadas regiões ou conjuntos de consumidores do sistema de distribuição [17].

Os indicadores de confiabilidade são definidos no PRODIST – Módulo 8 [18], dentre os que serão considerados são:

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC: esse índice considera o número de interrupções que em média um consumidor de um conjunto sofre durante um período;
- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC: esse índice considera a duração das interrupções, assim tendo uma média de horas que os consumidores tem seu suprimento de energia interrompido ao longo do período;
- Energia Não Suprida - ENS: esse índice relaciona o total de energia não suprida nas interrupções do conjunto em todos os eventos em um determinado período.

2.5.2 Modelagem da confiabilidade nas redes de distribuição

Para modelar a rede de distribuição com o objetivo de calcular a sua confiabilidade, é importante estar ciente que podem haver falhas que impactem diferentes quantidades de clientes, como seria uma falta externa que afete todos

os consumidores ou uma falta pontual de um transformador que afete apenas um pequeno grupo. Sendo assim cada uma das partes do sistema corresponde a uma área de abrangência.

Para essa modelagem há diferentes métodos como a Classificação por Blocos e Simulação Analítica e a Matriz Lógica Estrutural. O método que melhor se encaixa com os equipamentos de proteção é a Matriz Lógica Estrutural (MLE), devido a presença dos equipamentos manobráveis instalado na rede, sobre os diferentes grupos de consumidores. Ao serem comutados, os equipamentos podem isolar falhas junto com os consumidores, ou ainda restabelecê-los, com base nas manobras permitidas para isolamento da falha e reconfiguração da rede.

A matriz Lógica Estrutural é composta pelos dados principais de:

- Média de Falhas Anuais (λ): essa média é obtida através do histórico de falhas daquele conjunto;
- Tempo médio para restauração do suprimento da energia (TR): essa medida é o tempo médio da restauração do suprimento de energia, esse tempo é composto por diversas fases como o tempo de deslocamento da equipe, tempo de reparo e o próprio tempo de espera entre o acontecimento da falha a autorização do deslocamento da equipe de manutenção;
- Número de consumidores (N): refere-se propriamente ao número de consumidores alimentados naquela região, podendo ser alimentados por transformadores ou diretamente ligados na rede primária;
- Carga Ativa (L): carga ativa, dos transformadores ou dos consumidores ligados diretamente na rede primária.

A MLE é composta da seguinte maneira, as colunas equivalem aos equipamentos de proteção ou chaveamento do sistema e cada linha equivale aos pontos dos sistema (esses pontos podem ser divididos conforme a necessidade da empresa, podem ser transformadores, consumidores primários ou ramais). Nas células inicialmente, temos os tempos de restauração do suprimento de energia, considerando o tempo médio de reparos para o ponto correspondente.

Na presença de equipamentos de manobra, podendo ser apenas chave ou dispositivo de proteção como religadores, surge também a possibilidade de manobras para isolar defeitos ou transferir cargas com esses equipamentos. Podemos então ter o tempo de isolamento (TI) para falhas a montante de equipamentos normalmente fechado (NF). Já em dispositivos normalmente abertos (NA), que podem transferir cargas a jusante do equipamento, surge o tempo de transferência (TT). Para chaves automáticas TI e TT são tempos muito menores que o tempo de restauração ($TR > TT > TI$).

No caso de dispositivos de proteção, estes tendem a interromper o curto-circuito evitando que este vá a montante do dispositivo. Desta forma os nós ou barras anteriores dos dispositivos de proteção não são afetados pela falta e não tem seu fornecimento de energia interrompido.

Para exemplificação desse processo consideremos a rede da Figura 2.

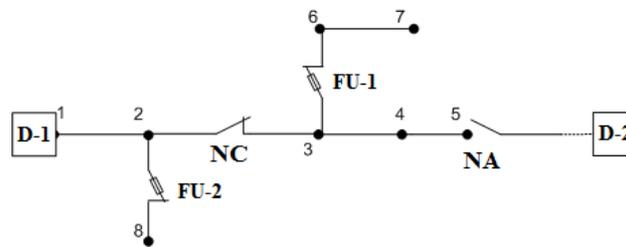


Figura 2 - Rede Exemplo

Na

Tabela 1 está apresentado a construção da MLE da rede exemplo considerando os tempos de recuperação, tempo de transferência e tempo de interrupção considerando as barras e os equipamentos de proteção e manobra.

Tabela 1 – MLE Inicial

Barras	Equipamentos de proteção e de manobra			
	Disjuntor D-1	Chave NF	Chave Fusível FU - 1	Chave Fusível FU - 2
1	TR1	TI	0	0
2	TR1	TI	0	0
3	TT	TR2	0	0
4	TT	TR2	0	0
5	TT	TR2	0	0
6	TT	TR2	TR6	0
7	TT	TR2	TR6	0
8	TR1	TI	0	TR8

Após isso as células são multiplicadas pela média anual de falhas de cada um dos equipamentos (λ_i), com isso chegando a Tabela 2, que é a final para o cálculo dos indicadores.

Tabela 2 - MLE de tempos x média de falhas

Barras	Equipamentos de Proteção e de Manobra			
	Disjuntor D-1	Chave NF	Chave Fusível FU - 1	Chave Fusível FU - 2
1	TR1 λ_1	TI λ_2	0	0
2	TR1 λ_1	TI λ_2	0	0
3	TT λ_1	TR2 λ_2	0	0
4	TT λ_1	TR2 λ_2	0	0
5	TT λ_1	TR2 λ_2	0	0
6	TT λ_1	TR2 λ_2	TR6 λ_6	0
7	TT λ_1	TR2 λ_2	TR6 λ_6	0
8	TR1 λ_1	TI λ_2	0	TR8 λ_8

Para o cálculo dos indicadores teremos:

$$EDEC = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m M_{i,j} \right) \cdot N_i}{N_c} \quad (4)$$

Onde:

EDEC = Valor esperado de duração equivalente por consumidor (h/ano);

$M_{i,j}$ = Elemento na linha i e coluna j da MLE;

N_i = número de consumidores da linha i;

N_c = número de consumidores do conjunto;

n = número de linhas;

m = número de colunas.

$$EENS = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m M_{i,j} \right) \cdot L_i \quad (5)$$

Onde:

EENS = Valor esperado de energia não suprida (kWh/ano);

$M_{i,j}$ = Elemento na linha i e coluna j da MLE;

L_i = Carga do nó i (kW);

n = número de linhas;

m = número de colunas.

Para o cálculo de Frequência Equivalente por Consumidor, os tempos não são desconsiderados. Necessita-se apenas das falhas, e pode ser calculado através da equação abaixo:

$$EFEC = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m M_{i,j}^* \right) \cdot N_i}{N_c} \quad (6)$$

Onde:

EFEC = Valor esperado de frequência equivalente por consumidor (falhas/ano);

$M_{i,j}^*$ = Elemento na linha i e coluna j da MLE sem os tempos, apenas λ ;

N_i = número de consumidores da linha i;

N_c = número de consumidores do conjunto;

n = número de linhas;

m = número de colunas.

2.6 Avaliação da Confiabilidade

Após os cálculos dos indicadores, torna-se necessário avaliar estes valores, pode-se tanto comparar com os dados históricos ou através de metas. Uma vez que serão consideradas as influências dos dispositivos de proteção tanto em faltas sustentadas ou momentâneas, deverão estar atentos as interferências de cada um nos indicadores de confiabilidade, por exemplo, para faltas temporárias, se tiver mais atuações de religamentos rápidos pode-se ter um acréscimo de FEC e um decréscimo de DEC.

No caso de aprovado os níveis dos indicadores de confiabilidade encontrados encerra-se o algoritmo, caso contrário, o mesmo retorna para o ajuste de curvas dos dispositivos de proteção, buscando-se incrementar os valores de confiabilidade.

3.0 - IMPLEMENTAÇÃO DO SOFTWARE

A plataforma para coordenação e seletividade de dispositivos de proteção com análise da confiabilidade do sistema está fase de desenvolvimento. Algumas das etapas já estão em fase de testes, como é o caso do cálculo de curtos-circuitos e do cálculo dos índices de confiabilidade.

Como o desenvolvimento do software é de um projeto de pesquisa entre a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) e a Rio Grande Energia Sul (RGE Sul), as redes de testes abrangem a região de atuação da empresa distribuidora. Na Figura 3 estão apresentados os valores de curtos-circuitos para uma das chaves do alimentador, e na Figura 4 está apresentado o módulo de confiabilidade onde estão apresentados os valores históricos e calculados desse alimentador.

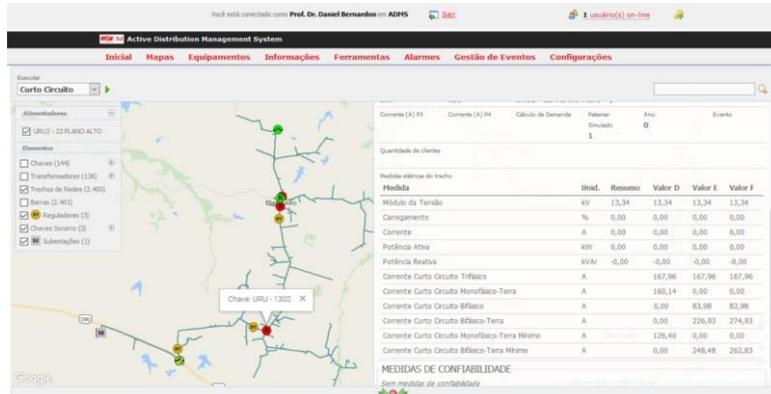


Figura 3 – Cálculos de Curtos-Circuitos

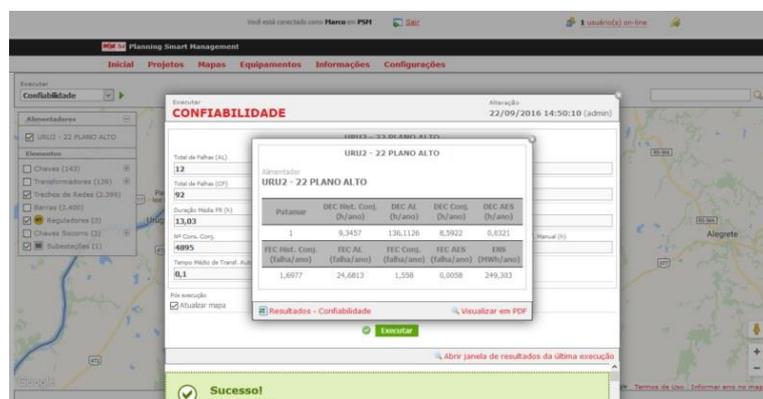


Figura 4 – Cálculo de Confiabilidade

4.0 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, onde foram apresentadas os principais tópicos de confiabilidade no fornecimento de energia elétrica bem como as características e ajustes em coordenação e seletividade de dispositivos de proteção, além disso uma breve avaliação do seu impacto direto nos indicadores de confiabilidade. Com essas informações e com a importância de se manter os níveis de confiabilidade no padrão por questões operacionais e financeiras, conseguiu-se elaborar um método genérico para a avaliação da proteção na confiabilidade, que serve de modelo inicial para o software que está sendo desenvolvido. Embora ainda não completo, o software irá contribuir de maneira positiva para essa avaliação possibilitando estudos integrados com a rede real. Esses estudos podem contribuir diretamente nas duas áreas objetivo (proteção e confiabilidade) das empresas distribuidoras, trazendo uma visão mais ampla do sistema, integrando conceitos de Smart Grids, e trazendo ganhos de produtividade e qualidade da operação.

5.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS), e da concessionária de energia elétrica RGE Sul pelo projeto "Solução Inovadora para Gerenciamento Ativo de Sistemas de Distribuição" (P&D/ANEEL).

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. P. C. Mello, D. P. Bernardon, L. L. Pfitscher, M. Sperandio, B. B. Toller, and M. J. S. Ramos, "Intelligent system for multivariable reconfiguration of distribution networks," IEEE PES Conference On Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 2013.
- [2] R. E. Brown, "Impact of Smart Grid on distribution system design," Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, 2008.
- [3] D. P. Bernardon, A. P. C. Mello, L. L. Pfitscher, L. N. Canha, A. R. Abaide, and A. A. R. Ferreira. (2013) Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation. *Electric Power Systems Research*.
- [4] M. R. Elkadeem, M. A. Alaam, and A. M. Azmy, "Optimal automation level for reliability improvement and self-healing MV distribution networks," Power Systems Conference (MEPCON), 2016 Eighteenth International Middle East, 2016.
- [5] L. G. W. Silva, R. A. F. Pereira, J. R. Abbad, and J. R. S. Mantovani. (2008) Optimised placement of control and protective devices in electric distribution systems through reactive tabu search algorithm. *Electric Power Systems Research*.
- [6] S. T. Hamman, K. M. Hopkinson, and J. E. Fadul. (2016) A Model Checking Approach to Testing the Reliability of Smart Grid Protection Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*
- [7] M. A. Velásquez, N. Quijano, and Á. I. Cadena, "Multi-Objective Planning of Recloser-Based Protection Systems on DG Enhanced Feeders," 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015.
- [8] L. Comassetto, D. P. Bernardon, L. N. Canha, and A. R. Abaide. (2008) Automatic coordination of protection devices in distribution system. *Electric Power Systems Research*.
- [9] IEEE, "242-2001 - IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems," ed: IEEE, 2001.
- [10] A. Supannon and P. Jirapong, "Recloser-fuse coordination tool for distributed generation installed capacity enhancement," Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), 2015 IEEE, 2015.
- [11] B. Khorshid-Ghazani, H. Seyedi, B. Mohammadi-ivatloo, K. Zare, and S. Shargh. (2011) Reconfiguration of distribution networks considering coordination of the protective devices. *IET Generation, Transmission & Distribution*
- [12] M. J. S. Ramos, D. P. Bernardon, L. Comassetto, and M. Resener, "Analysis of Coordination and Selectivity of Protection Systems during Reconfigurations of Distribution Energy Systems in Real Time," 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), São Paulo, BR, 2013.
- [13] S. Jamali and H. Borhani-Bahabadi. (2017) A New Recloser Time-Current-Voltage Characteristic for Fuse Saving in Distribution Networks with DG *IET Generation, Transmission & Distribution*.
- [14] W. R. Blischke and D. N. P. Murthy, *Reliability: Modeling, Prediction, and Optimization*, 2000.
- [15] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability* vol. Second Edition: CRC Press, 2009.
- [16] Y. Wu, M. Li, M. Ni, and Q. Zhang, "Reliability assessment of line protection based on reliability graphs and Monte Carlo simulation," Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2015 5th International Conference on, 2015.
- [17] C. V. S. S. Sailaja and P. V. N. Prasad, "Determination of optimal distributed generation size for losses, protection Co-ordination and reliability Evaluation Using ETAP," Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE), 2016 Biennial International Conference on, 2016.
- [18] *PRODIST - Módulo 8 - Qualidades da Energia Elétrica*, 2015.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Marco Antônio Ferreira Boaski: Natural de Ijuí, RS, Brasil, em 1991. Mestrando em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), em Santa Maria – RS, pelo grupo de pesquisa Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência - CEESP. Graduiu-se pela mesma instituição como Engenheiro Eletricista em 2015. Formado em Técnico em Eletrotécnica pela Escola Técnica Estadual 25 de julho em 2008. Atua em pesquisas científicas em Engenharia Elétrica, com ênfase aos Sistemas Elétricos de Potência, envolvendo operação, proteção, otimização, distribuição de energia, redes elétricas inteligentes (Smart Grid) e geração distribuída. Também possui experiências profissionais nas áreas de projetos elétricos e manutenção de subestações.

Daniel Pinheiro Bernardon: Nasceu em Santa Maria, RS, Brasil, em 1977. Possui graduação (2000), mestrado (2004) e doutorado (2007) em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria. É professor da Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Departamento de Eletromecânica e Sistemas de Potência. Suas áreas de interesse: redes elétricas inteligentes, modelagem e otimização de sistemas, operação e planejamento de redes de distribuição. Também atuou dez anos no setor elétrico, trabalhando nas concessionárias de energia elétrica RGE e AES Sul.

Maurício Sperandio: Natural de Santa Maria, RS, Brasil. Possui graduação em eng. elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (2002), e mestrado (2004) e doutorado (2008) em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina. É professor da Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Departamento de Eletromecânica e Sistemas de Potência. Suas áreas de interesse são: redes elétricas inteligentes, modelagem e otimização da operação e planejamento de sistemas de potência.

Maicon Jaderson Silveira Ramos: Nasceu em Esteio, Brasil, em 1983. Possui graduação (2011) em engenharia elétrica pela Universidade do Vale do Rio do Sinos, mestrado (2014) em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria. É doutorando em engenharia elétrica na Universidade Federal de Santa Maria, e Engenheiro de Operação do Sistema na RGE Sul Distribuidora de Energia. Suas áreas de interesse: sistema de proteção, modelagem e otimização de sistemas, operação e planejamento de redes de distribuição. Atua no setor elétrico desde 2004.

Daniel Sperb Porto: Nasceu em Porto Alegre, Brasil, em 1977. Possui graduação (2005) em engenharia elétrica e mestrado (2013) em ciências contábeis. Doutorando em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria. É engenheiro na RGE Sul Distribuidora de Energia, empresa do grupo CPFL Energia. Suas áreas de interesse: redes elétricas inteligentes, medição, operação e planejamento de redes de distribuição. Atua a dezenove anos no setor elétrico, trabalhando em diversas áreas nas concessionárias de energia elétrica AES Sul e RGE Sul.