



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

CB/GPC/13

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)**

#### **MODELAGEM DO SISTEMA DE COMUNICAÇÃO EM UMA FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO DINÂMICA COM APLICAÇÃO NA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS LONGAS BASEADA EM SINCROFASORES**

**David R. Parrini**  
**COPPE/UFRJ**

**Tatiana M. L. Assis(\*)**  
**COPPE/UFRJ**

## RESUMO

Esse informe técnico apresenta a modelagem de sistemas de comunicação em uma ferramenta de simulação dinâmica e aplicações. As aplicações são a sua utilização na proteção diferencial de linhas de transmissão longas e a estimação de parâmetros com utilização de sincrofases para o suporte dessa proteção. A disponibilidade dos sistemas de comunicação permite o uso da proteção diferencial, que garante maior seletividade em comparação com esquemas tradicionais de proteção. A representação da proteção diferencial em um simulador é apresentada e resultados obtidos com a modelagem desenvolvida mostram o seu potencial para estudos em esquemas de proteção de linhas de transmissão.

## PALAVRAS-CHAVE

Proteção diferencial, linha de transmissão, estimação de parâmetros, simulação dinâmica.

### 1.0 - INTRODUÇÃO

O desenvolvimento dos sistemas interligados e o aumento dos requisitos de segurança nas redes de energia elétrica têm trazido desafios cada vez maiores aos sistemas de proteção. Em especial, destaca-se a necessidade de proteção precisa e de alta velocidade em linhas de transmissão (LT) de extra-alta tensão, fundamental para garantir a estabilidade e evitar a ocorrência de blecautes de grandes proporções.

Para que os sistemas de proteção possam responder de forma rápida e eficiente quando da ocorrência de perturbações na rede, é essencial a utilização de esquemas de teleproteção que fazem uso de canais de comunicação. O acesso a meios de comunicação de alta velocidade como a fibra óptica a um custo cada vez mais acessível permite a implementação de sistemas de comunicação a longas distâncias (1). Além disso, a crescente popularização das unidades de medição fasorial sincronizadas (PMUs) (2) traz como benefícios uma maior resolução e acurácia nas medições se comparado àqueles obtidos com os sistemas SCADA tradicionais.

A avaliação de esquemas de proteção através de simulações digitais requer a modelagem adequada, não apenas dos componentes da rede elétrica em si, mas também dos elementos do sistema de proteção, incluindo relés e suas diversas características de operação. Neste sentido, a correta representação dos sistemas de comunicação utilizados nos esquemas de teleproteção também deve ser realizada.

Neste trabalho, uma representação dos sistemas de comunicação foi desenvolvida e implementada no programa Simulight, um *software* simulador de redes elétricas trifásicas para estudos dinâmicos e análise de estabilidade

(\*) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Engenharia Elétrica-Caixa-Postal: 68504, CEP 21941-972 – Rio de Janeiro, RJ – Brasil -Telefone: (21) 3938-8030 – Fax: (21) 3938-86277 – Email: tatiana@dee.ufrj.br

transitória (3). O Simulight, desenvolvido em C++ com conceitos de Modelagem Orientada a Objetos (MOO), são representados elementos físicos da rede elétrica, como Subestações, Centros de Operação e Áreas de Controle, além dos equipamentos que os constituem. Nessa filosofia, está inserida a representação e a modelagem detalhada de relés com diferentes funções de proteção. Detalhes da estrutura computacional utilizada podem ser encontrados em (4).

No modelo apresentado neste trabalho (5), os sistemas de comunicações são representados pela introdução de dois equipamentos: os Intelligent Electronic Devices (IEDs) e os sistemas SCADA. Os IEDs podem ser incluídos como elementos de uma Subestação, enquanto os sistemas SCADA podem ser incluídos na modelagem dos Centros de Operação. A modelagem de sincrofasores é possibilitada com a utilização combinada de IEDs e medidores.

Com a finalidade de testar os recursos de comunicações desenvolvidos, foi implementada a proteção diferencial para LTs longas. O esquema de proteção diferencial adotado é adaptativo, baseado em medições de sincrofasores em seus terminais e tem ajuste independente da corrente shunt (2). Na prática, as características elétricas dos condutores sofrem alterações devido a condições do ambiente e de carregamento. Para evitar que essas variações afetem a configuração da proteção, é importante o suporte de um método de estimação de parâmetros (2,6) que também foi incluído em seu modelo.

Na Seção 2 é apresentada a modelagem de sistemas de comunicação. A Seção 3 descreve a aplicação na proteção diferencial de LT e na estimação de parâmetros. Na Seção 4 são apresentados resultados dos testes de seu desempenho na presença de defeitos externos e internos à LT e da estimação de parâmetros.

## 2.0 - MODELAGEM DE SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO

No programa Simulight, os recursos de comunicação são concentrados em dois dispositivos: IEDs e sistemas SCADA. Os IEDs integram subestações para aquisição de dados de medidores, controle local e podem ser conectados a outros de outras subestações. Sistemas SCADA integram centros de operações, podendo ser conectados a outros SCADAs e IEDs para comando remoto. Eles são implementados de maneira similar devido à flexibilidade possibilitada pela MOO.

Tanto os IEDs quanto os sistemas SCADA definem canais de entrada e saída de informações, podendo ser organizados para refletir esquemas reais. IEDs podem ser associadas a medidores locais para aquisição de informações e a relés e geradores para envio de sinais de controle. A comunicação entre duas ou mais IEDs de diferentes subestações ou sistemas SCADA permite que informação seja compartilhada pelo sistema. Assim, uma IED pode transmitir dados de medidores de sua subestação para outra subestação a transmitir ao controle de um gerador local, por exemplo.

As aplicações do sistema comunicação descrito incluem o controle automático de geração (CAG) da FIGURA 1 (a), o controle de tensão em barra remota da FIGURA 1 (b) e da proteção diferencial de LT da FIGURA 1 (c). O CAG pode ser implementado com IEDs espalhadas em subestações das áreas de controle transmitindo medições a um SCADA, que envia de volta sinais de controle de geração. Outra aplicação é o controle de tensão em barra remota, onde uma IED em subestação remota transmite medição de tensão para uma IED conectada a um regulador de tensão na segunda subestação. Finalmente, a proteção diferencial de LT, de maneira similar, pode ser implementada com IEDs nas subestações terminais da LT, transmitindo dados de corrente e tensão entre si.

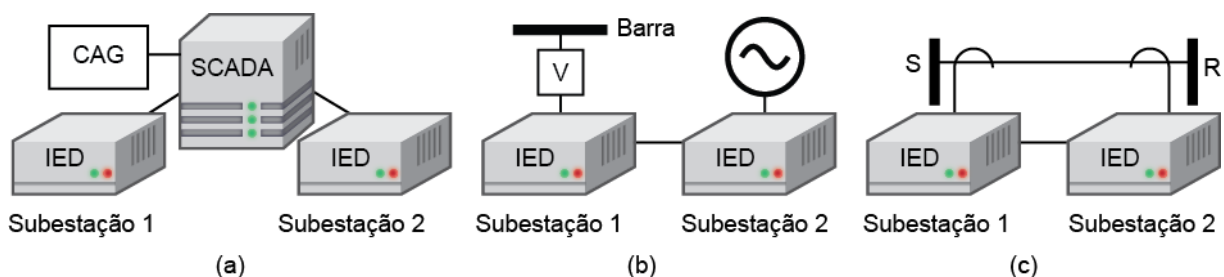


FIGURA 1 (A) – Sistema de comunicação para CAG, (b) – para controle de tensão em barra remota, (c) – para proteção diferencial de LT.

### 3.0 - APLICAÇÕES

#### 3.1 Proteção diferencial de linha de transmissão

Seja a LT idealmente transposta da FIGURA 2, com um ponto  $k$  fictício a uma distância  $x = DL$  do terminal receptor. Anterior a esse ponto, a corrente numa fase  $p$  é  $\dot{I}_{s_{kp}}$  e posterior a esse ponto é  $\dot{I}_{r_{kp}}$ . Se não houver um defeito no ponto  $k$  ou houver qualquer outra perturbação fora da LT, essas duas correntes serão iguais em módulo e fase. Se considerado o trecho  $Sk$  de comprimento  $(1 - D)L$  e o trecho  $kR$  de comprimento  $DL$ , essas correntes podem ser expressas por (I), utilizando o modelo de parâmetros distribuídos de LT. Em (I),  $\dot{V}_{s_p}$  e  $\dot{V}_{r_p}$  são as tensões na fase  $p$  nos terminais  $S$  e  $R$ ;  $\dot{I}_{s_p}$  e  $\dot{I}_{r_p}$  são as correntes na fase  $p$  nos terminais  $S$  e  $R$ , respectivamente.

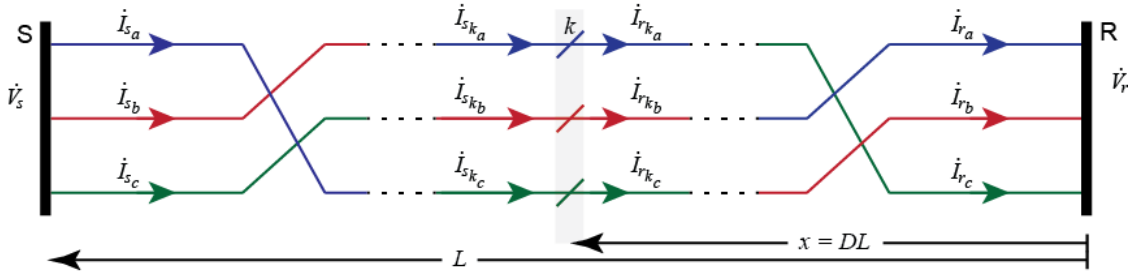


FIGURA 2 - LT transposta com indicação do ponto  $k$  (2)

$$\begin{aligned} \dot{I}_{s_{kp}} &= -\frac{\dot{V}_{s_p}}{Z_0} \sinh[\gamma(1-D)L] + \dot{I}_{s_p} \cosh[\gamma(1-D)L] \\ \dot{I}_{r_{kp}} &= +\frac{\dot{V}_{r_p}}{Z_0} \sinh(\gamma DL) + \dot{I}_{r_p} \cosh(\gamma DL) \end{aligned} \quad (I)$$

Na ocorrência de um defeito no ponto  $k$ , as correntes em (I) poderão não ser iguais, pois a contribuição de curto-circuito de cada lado da LT de terminais  $SR$  seria diferente de acordo com a localização do ponto  $k$  e das características do sistema além de cada terminal.

Uma lógica de proteção diferencial de corrente pode ser baseada na equação  $\dot{I}_{s_{kp}} = \dot{I}_{r_{kp}}$ , que é verdadeira enquanto não houver defeito. Definindo-se  $R$  como a razão entre os módulos das correntes próximas ao ponto  $k$  e  $\lambda$  como a diferença de fase entre elas (II), a condição que identifica que há um defeito no interior da LT será (III).

$$R = \left| \frac{\dot{I}_{s_{kp}}}{\dot{I}_{r_{kp}}} \right|, \quad \lambda = \angle \dot{I}_{s_{kp}} - \angle \dot{I}_{r_{kp}} \quad (II)$$

$$R \neq 1, \quad \lambda \neq 0^\circ \quad (III)$$

Dois dos problemas de se utilizar a lógica (III) são a necessidade de medir as tensões e correntes de uma fase  $p$  nos terminais  $S$  e  $R$  ( $\dot{V}_{s_p}$ ,  $\dot{I}_{s_p}$ ,  $\dot{V}_{r_p}$  e  $\dot{I}_{r_p}$ ) e a de determinar a distância  $D$  até o ponto  $k$ . O primeiro problema é solucionado, na prática, com o uso de canal de comunicação de alta velocidade e da sincronização das medidas nos terminais. O segundo, entretanto, não é trivial e exige o uso de algoritmos estimadores.

Os trabalhos (7,8) desenvolvem um modelo para estimar o ponto de defeito  $D$  a partir do modelo distribuído de LT utilizando decomposição modal. A referência (9) desenvolve uma formulação completa capaz de identificar pontos de defeito em LTs não transpostas, de circuito duplo e/ou de mais de dois terminais. Esse sugere que o uso de dados de sequência positiva permite cálculos mais ágeis e a detecção do local para qualquer tipo de defeito. A referência (2) utiliza a representação simplificada em sequência positiva para determinar o ponto de defeito em LTs de dois terminais.

Utilizando o modelo a parâmetros distribuídos de LT e dados de componentes de sequência positiva, é obtida a expressão (IV) para estimar a distância  $D$  (2). Nessa expressão,  $D$  é um número complexo e um valor real pode ser considerado utilizando (V). O valor de 0,5 é sugerido (2) quando  $|D| > 1$  para estabilizar a avaliação das correntes em (I), pois, em condições normais,  $D$  é indefinido (9). Os parâmetros  $\dot{M}$  e  $\dot{N}$  são definidos por (VI).

Com a estimativa do índice de localização de falta  $D$ , as condições para a operação da proteção diferencial de corrente podem ser atualizadas, definindo margens aceitáveis para a magnitude de  $R$  e para a diferença angular  $\lambda$ , de maneira que haja margem para erros numéricos e de medição. As novas condições são formadas pelas

inequações em (VII). A referência (2) adota os erros de magnitude ( $R_{min}$  e  $R_{máx}$ ) e diferença angular ( $\lambda_{min}$  e  $\lambda_{máx}$ ) de  $\pm 20\%$  e  $\pm 2^\circ$ , respectivamente.

Se formado um plano de coordenadas  $R$  e  $\lambda$ , as inequações (VII) formarão uma região retangular como da FIGURA 3 (a). Para condições normais ou defeitos externos à linha de transmissão, o ponto  $(R, \lambda)$  deverá ficar compreendido no interior dessa região conforme a FIGURA 3 (a). Na ocorrência de um defeito interno na linha de transmissão, o ponto  $(R, \lambda)$  deverá saltar para fora dessa região, FIGURA 3 (b), levando à violação das inequações (VII) e à consequente atuação do relé.

$$D = \frac{1}{2\gamma L} \ln \left( \frac{\dot{N}}{\dot{M}} \right) \quad (IV)$$

$$D = \begin{cases} |D|, & 0 \leq |D| \leq 1 \\ 0,5, & |D| > 1 \end{cases} \quad (V)$$

$$\dot{M} = \frac{\dot{V}_{s1} + Z_0 \dot{I}_{s1}}{2} e^{-\gamma L} - \frac{\dot{V}_{r1} + Z_0 \dot{I}_{r1}}{2}, \quad \dot{N} = \frac{\dot{V}_{r1} - Z_0 \dot{I}_{r1}}{2} - \frac{\dot{V}_{s1} - Z_0 \dot{I}_{s1}}{2} e^{\gamma L} \quad (VI)$$

$$R_{min} \leq R = \left| \dot{I}_{s_{kp}} \right| / \left| \dot{I}_{r_{kp}} \right| \leq R_{máx} \quad (VII)$$

$$\lambda_{min} \leq \lambda = \angle \dot{I}_{s_{kp}} - \angle \dot{I}_{r_{kp}} \leq \lambda_{máx}$$

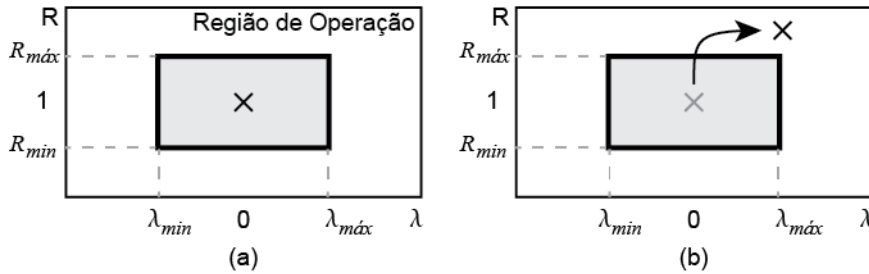


FIGURA 3 - Plano  $(R, \lambda)$  para defeitos (a) externos e (b) internos da linha protegida.

### 3.2 Estimação de parâmetros de LT

Os parâmetros de um modelo equivalente de uma LT podem ser determinados de forma aproximada a partir de sua geometria. Essa aproximação atribui considerações como supor uma altura média aos condutores, uma altura fixa em relação ao solo ao longo do percurso e também uma temperatura média (6). Essas simplificações podem introduzir erros os quais o método descrito nessa seção não apresentará.

O método aqui apresentado, tal como o sistema de proteção discutido na Seção 3.1, envolve a utilização de sincrofasores nos terminais da LT (6). As informações de magnitude e ângulo das diversas tensões e correntes dos terminais transmissor e receptor da linha são utilizados para estimar a impedância e a admitância do modelo  $\pi$ -equivalente da LT de sequência positiva da FIGURA 2. Ressalta-se, entretanto, que esse método de estimação não traz resultados precisos para linhas de transmissão não transpostas ou com transposição incompleta (6). Métodos mais sofisticados envolvem múltipla aquisição e filtragem (6) e aplicação mais precisa em LTs com transposição incompleta (10).

Das tensões e correntes de sequência positiva medidas nos terminais  $S$  e  $R$  da LT da FIGURA 2, a impedância e a admitância total da linha são obtidas por (VIII). Os parâmetros  $\bar{R}$ ,  $\bar{X}$  e  $\bar{B}$  são determinados através de (IX). A barra traçada sobre os parâmetros indica que os mesmos foram estimados. As expressões em (VIII) são determinadas através das relações de tensões e correntes da LT.

$$\bar{Z} = \frac{\dot{V}_s^2 - \dot{V}_r^2}{\dot{I}_s \dot{V}_r + \dot{V}_s \dot{I}_r}, \quad \bar{Y} = 2 \frac{\dot{I}_s - \dot{I}_r}{\dot{V}_s + \dot{V}_r} \quad (VIII)$$

$$\bar{R} = \text{Re}\{\bar{Z}\}, \quad \bar{X} = \text{Im}\{\bar{Z}\}, \quad \bar{B} = \text{Im}\{\bar{Y}\} \quad (IX)$$

Esses parâmetros podem ser estimados *online* e utilizados por um sistema de proteção como apresentado na Seção 3.1, com amostragem de alguns minutos.

## 4.0 - RESULTADOS

### 4.1 Sistema simulado

A FIGURA 4 apresenta o sistema simulado. Ele é dividido em 4 subestações, a primeira contendo o Gerador G-01 e as Barras 1 e 2, a segunda contendo a Barra 3 e uma carga, o sistema de proteção (indicado na figura pela caixa "PROT"), um disjuntor e uma IED para aquisição de dados da terceira subestação. A terceira subestação contém a Barra 4 com uma carga e uma IED para o envio das medidas locais. Finalmente, a quarta contém as Barras 5 e 6 mais G-02. Os parâmetros de componentes de sequência positiva e zero das LTs estão na Tabela 1. Os dois transformadores possuem reatâncias de sequência positiva de 10 %.

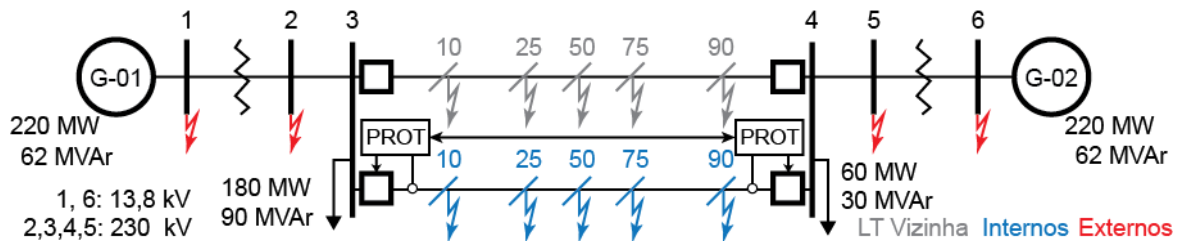


FIGURA 4 – Sistema e a localização dos defeitos simulados.

Tabela 1 – Dados das linhas de transmissão do sistema da FIGURA 4 (em pu base de 100 MVA).

De	Para	Circuito	$R_1$	$X_1$	$B_1$	$R_0$	$X_0$	$B_0$
2	3	1	0,010	0,085	0,176	0,030	0,255	0,088
3	4	1	0,039	0,170	0,358	0,117	0,510	0,179
3	4	2	0,039	0,170	0,358	0,117	0,510	0,179
4	5	1	0,0119	0,101	0,209	0,0357	0,302	0,105

Os defeitos simulados foram de 4 tipos no total: monofásico para a terra (A-T), bifásico (BC), bifásico para a terra (BC-T) e trifásico (ABC). A resistência do defeito é variada em 5 valores diferentes, indicados em (X) em ordem crescente, sendo  $R_0$  utilizado em defeitos francos e  $R_5$  a maior resistência de defeito utilizada. Os defeitos na linha de transmissão protegida e em sua vizinha desprotegida são aplicados em diferentes posições das mesmas. Essas posições possuem a sua distância (relativa ao terminal receptor de cada LT) indicadas na FIGURA 4 em valores percentuais.

$$\begin{array}{lll}
 R_0 = 0,00 \text{ pu}, & R_1 = 0,20 \text{ pu}, & R_2 = 0,50 \text{ pu}, \\
 R_3 = 1,00 \text{ pu}, & R_4 = 2,00 \text{ pu}, & R_5 = 5,00 \text{ pu}
 \end{array}
 \quad (X)$$

O modelo de relé implementado é resumido pelo diagrama de blocos da FIGURA 5. Os blocos do estimador de parâmetros e o estimador do local de defeito  $D$  (V) recebem dados em componente de sequência positiva. A estimação do valor de  $D$  é realizada em todo passo de simulação enquanto a estimação de parâmetros ocorre somente uma vez, dentro dos dois segundos de simulação. Os elementos diferenciais das fases A, B e C recebem os dados de suas respectivas fases, o valor estimado de  $D$  e dos parâmetros da LT para calcular (VII). Finalmente, a lógica final de *trip* é formada por uma operação de OU lógico nas saídas dos diferenciais. Os parâmetros da LT protegida configurados na proteção da FIGURA 5 (com o estimador de parâmetros desativado) nas simulações estão na Tabela 1 e os parâmetros da característica proteção na Tabela 2.

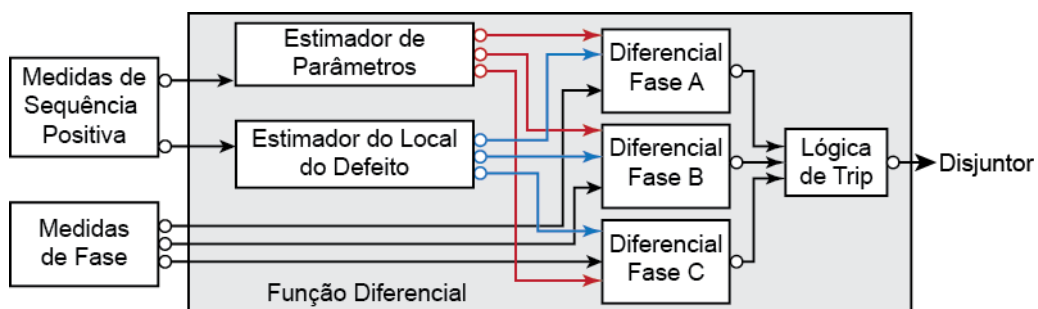


FIGURA 5 – Blocos de submodelo do relé de proteção diferencial.

Tabela 2 – Ajustes da característica da proteção de modelo da FIGURA 5.

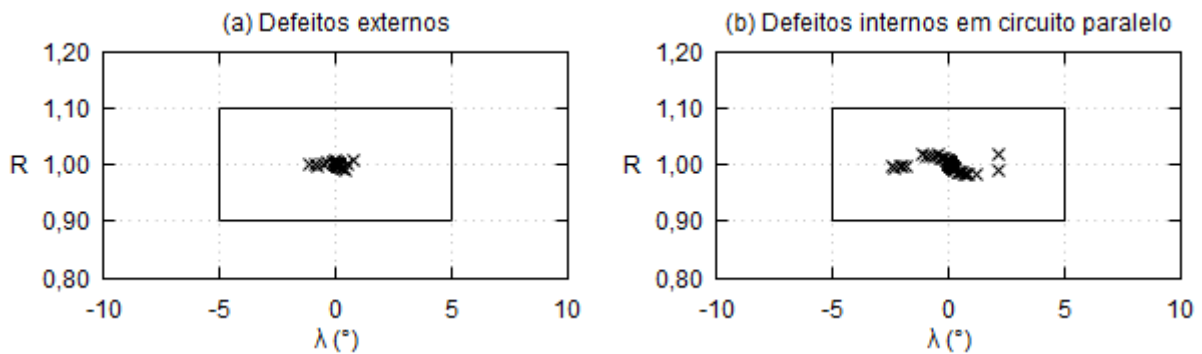
Parâmetro	Limite Mínimo	Limite Máximo
$R$	0,90	1,10
$\lambda$	-5°	+5°

## 4.2 Desempenho da proteção

### 4.2.1 Defeitos externos

Foi testada a aplicação de todos os tipos de curtos-circuitos comentados na Seção 4.1 nas barras indicadas na FIGURA 4, com as diferentes resistências de defeito de ( $X$ ). Em seguida, foram testados defeitos na LT desprotegida em paralelo, em diversos pontos dessa, conforme FIGURA 4 (LT Vizinha), para verificar a seletividade da proteção.

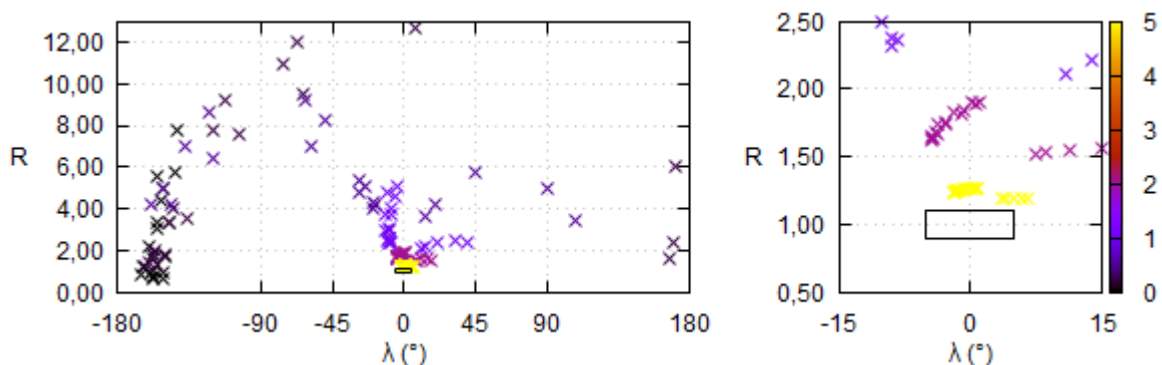
Para defeitos em pontos externos à LT, incluindo aqueles na LT vizinha desprotegida, espera-se que as condições de (VII) sejam satisfeitas. A FIGURA 6 (a) e a FIGURA 6 (b) mostram que os resultados satisfazem (VII). A coordenada  $(R, \lambda)$  permaneceu dentro da zona de restrição em todas as situações, tanto nas barras do sistema quanto no interior do circuito em paralelo desprotegido.

FIGURA 6 – Plano  $(R, \lambda)$  para (a) defeitos externos à LT protegida e (b) internos em LT vizinha.

### 4.2.2 Defeitos internos

O desempenho da proteção foi testado para os defeitos internos na LT protegida da FIGURA 4. O plano  $(R, \lambda)$  para os defeitos internos é o da FIGURA 7. Todos os defeitos levaram a coordenada  $(R, \lambda)$  para fora da região de restrição, no que resultou na correta operação do relé.

Todos os defeitos próximos à região de restrição são de defeitos através de alta resistência ( $R_s$ ). Uma resistência ainda maior de defeito poderia levar à não operação do relé. A maior resistência de defeito que levou à correta operação do relé foi de 2645  $\Omega$  ou 5 pu.

FIGURA 7 – Plano  $(R, \lambda)$  para defeitos internos na LT protegida. Cores indicam os valores da resistência de defeito (pu).

### 4.3 Estimação de parâmetros

O impacto de um ajuste errôneo dos parâmetros da LT protegida na proteção da FIGURA 5 pode ser avaliado. Supondo os parâmetros configurados, num primeiro caso, com erro relativo de +15% e, num segundo caso, de -15%. Para defeitos nas barras do sistema e na LT vizinha desprotegida, respectivamente, a FIGURA 8 – (a) e a FIGURA 8 – (b) mostram a comparação dos resultados nessas duas configurações mais a configuração correta (0% de erro) no plano  $(R, \lambda)$ . Em ambas as figuras o ajuste errôneo da proteção levou à operação indevida da proteção em alguns casos. Esse resultado justifica o uso de um estimador de parâmetros no suporte do sistema de proteção.

Os resultados da aplicação da estimação de parâmetros durante a condição normal de operação do sistema da FIGURA 4 é resumido na Tabela 3. O maior erro relativo encontrado foi a da resistência  $\bar{R}$  do modelo  $\pi$ -equivalente que representa a LT. Os erros obtidos são aceitáveis, pois, com exceção de  $\bar{R}$ , os demais parâmetros estimados estão com erros inferiores a 1%. Os erros obtidos em (2) são inferiores aos encontrados nesse trabalho, mas a tendência de  $\bar{R}$  apresentar erro maior que os demais também foi verificada.

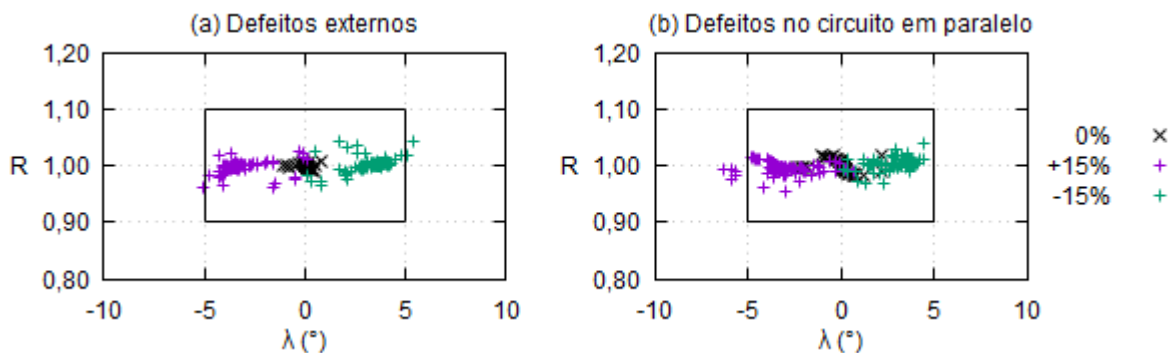


FIGURA 8 – (a) Plano  $(R, \lambda)$  para defeitos externos e (b) para defeitos no circuito em paralelo com erro de ajuste da proteção.

Tabela 3 – Parâmetros estimados (pu) em condição operativa normal

Parâmetro	Valor Esperado	Valor Estimado	Erro Relativo
$\bar{R} = \text{Re}\{\bar{Z}\}$	0,039	0,03978	2,01 %
$\bar{X} = \text{Im}\{\bar{Z}\}$	0,170	0,17104	0,61%
$\bar{B} = \text{Im}\{\bar{Y}\}$	0,358	0,35662	0,39%

### 5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a modelagem de sistemas de comunicação como forma de detalhar a reprodução dos sistemas de controle e proteção em uma ferramenta de simulação de redes elétricas (Simulight). Em uma ferramenta com representação dos elementos físicos da rede elétrica, como Subestações e Centros de Operações, como é o caso do Simulight, a implementação da modelagem desses sistemas possibilita uma série de aplicações envolvendo sistemas de controle e proteção sistêmicos, além dos sistemas de teleproteção.

Com a finalidade de testar os recursos de comunicação desenvolvidos, foi apresentada uma aplicação na modelagem da proteção diferencial de LT. O esquema de proteção diferencial adotado na aplicação é adaptativo, robusto contra efeitos do carregamento da LT e dependente da medição sincronizada nos terminais do elemento protegido. Outra aplicação de sincrofasores, a estimação de parâmetros de LT, também foi implementada e testada para auxiliar esse esquema.

Os resultados do estudo de aplicação de unidades de medição fasorial sincronizadas na proteção diferencial de linhas de transmissão longas, utilizando o sistema de comunicação implementado, mostraram grande potencial de desenvolvimento, comprovando a eficácia nos requisitos de seletividade e velocidade, fundamentais em sistemas de transmissão de extra-alta tensão.

## 6.0 - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Michel G. e et al. Digital Communications for Relay Protection. [Online]. <http://www.pes-psrc.org/>
- (2) Gangavarapu Sivanagaraju, Saikat Chakrabarti e S. C. Srivastava, "Uncertainty in Transmission Line Parameters: Estimation and Impact on Line Current Differential Protection," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, pp. 1496-1504, Junho 2014.
- (3) G. N. Taranto, J. M. T. Marinho, D. M. Falcão, T. M. L. Assis, S. L. Escalante, J. I. R. Rodriguez & C. E. V. Pontes, "Simulador de Redes de Distribuição Ativas com Modelagem Monofásica/Trifásica", *Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (SEPOPE)*, 2012.
- (4) Alessandro Manzoni, *Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Sistemas Elétricos de Potência: Aplicação a Simulação Rápida e Análise da Estabilidade de Tensão.*: Tese de D.Sc, COPPE/UFRJ, 2005.
- (5) D. R. Parrini, "Implementação e Desenvolvimento de Aplicações de um Sistema de Comunicações na Ferramenta Simulight," 2016. [Online]. <http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10017364.pdf>
- (6) Di Shi, Daniel J. Tylavsky, Naim Logic e Kristian M. Koellner, "Identification of Short Transmission-Line Parameters from Synchrophasor Measurements," em *40th North American Power Symposium (NAPS), 2008.*, 2008.
- (7) Joe-Air Jiang, Jun-Zhe Yang, Ying-Hong Lin, Chih-Wen Liu e Jih-Chen Ma, *An Adaptive PMU Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines Part I: Theory and Algorithms.*: IEEE Transactions on Power Delivery, 2000.
- (8) Joe-Air Jiang, Jun-Zhe Yang, Ying-Hong Lin, Chih-Wen Liu e Jih-Chen Ma, *An Adaptive PMU Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines Part II: PMU Implementation and Performance Evaluation.*: IEEE Transactions on Power Delivery, 2000.
- (9) Chih-Wen Liu, Kai-Ping Lien, Ching-Shan Chen e Joe-Air Jiang, "A Universal Fault Location Technique for N-Terminal ( $N \geq 3$ ) Transmission Lines," *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1366-1374, Julho 2008.
- (10) Bogdan Vicol, "On-line Overhead Transmission Line And Transformer Parameters Identification Based On PMU Measurements," em *International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering*, Iasi - Romênia, 2014.



## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**David R. Parrini** nasceu no Rio de Janeiro, Brasil, em 1990. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2016. Atualmente é aluno de mestrado do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ, na área de Sistemas de Energia Elétrica, desde 2016.



**Tatiana Mariano Lessa Assis** nasceu no Rio de Janeiro, em 1975. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (1998), Mestrado (2000) e Doutorado (2007) em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ. Realizou pós-doutorado no Imperial College London (2015) e atualmente é professora da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tem experiência na área de planejamento da operação de sistemas interligados, dinâmica e controle de sistemas de potência. Atua como voluntária do IEEE desde 2010, sendo atualmente presidente da Seção Rio de Janeiro e editora do IEEE Transactions on Sustainable Energy. É Senior Member do IEEE.