

UM NOVO ALGORITMO PARA SINCRONIZAÇÃO DE REGISTROS OSCILOGRÁFICOS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO COM PARÂMETROS ELÉTRICOS DESCONHECIDOS

ROANA D. S. MONTEIRO, JULIANA O. DE MEDEIROS, MANOEL F. DE MEDEIROS JR., JOSÉ T. DE OLIVEIRA.

*Laboratório de Otimização em Sistemas, Departamento de Engenharia de Computação e Automação,
Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Centro de Tecnologia – Campus Universitário de Lagoa Nova
59078-970, Natal-RN - Brasil*

*E-mails: roana@dca.ufrn.br, juliana.o.medeiros@hotmail.com,
firmino@dca.ufrn.br, jtavares@ct.ufrn.br*

MELINDA C. S. DA CRUZ.

*Departamento de Engenharia e Tecnologia, Universidade Federal Rural do Semi-Árido – Campus Mossoró,
Av. Francisco Mota, 572, 59625-900, Mossoró-RN*

E-mails: melinda@ufersa.edu.br

Abstract — Synchronization of oscillographic records algorithms are important tools for locating faults in electrical systems, since the most of the fault location algorithms need voltage and currents data previously synchronized. This article proposes a new methodology for determining the synchronization angle between registers, based on voltage and current pre-fault phasors, independent of the electrical parameters of the transmission line, and also, insensitive to the operating conditions of the electrical system. For the performance analysis of the synchronization algorithm, was used voltage and current phasors, artificially desynchronized, from simulations in the ATPDraw and ANAREDE softwares.

Keywords — Fault location, synchronization of oscillographic records, transmission lines, unknown electrical parameters.

Resumo — Algoritmos de sincronização de registros oscilográficos são importantes ferramentas na localização de faltas em sistemas elétricos, já que a maioria delas necessita dos dados de tensão e corrente, de dois terminais, previamente sincronizados. Este artigo propõe uma nova metodologia para determinação do ângulo de sincronização entre registros, baseada em fasores de tensão e corrente pré-falta, independente dos parâmetros elétricos da linha de transmissão, e ainda, insensível às condições de operação do sistema elétrico. Para análise do desempenho do algoritmo de sincronização, utilizou-se fasores de tensão e corrente, dessincronizados artificialmente, oriundos de simulações nos softwares ATPDraw e ANAREDE.

Palavras-chave — Localização de faltas, sincronização de registros oscilográficos, linhas de transmissão, parâmetros elétricos desconhecidos.

1 Introdução

Na literatura existe uma vasta gama de técnicas que utilizam diferentes análises e conceitos para localizar o ponto de falta em linhas de transmissão (LTs), cada uma com suas vantagens e limitações. A maioria delas necessita de ferramentas capazes de identificar o instante de início da falta, e de sincronizar as medidas de tensão e corrente dos dois terminais da linha.

A má sincronização de registros oscilográficos é um fator que pode influenciar negativamente na exatidão de algoritmos localizadores (Cruz et al., 2012), e por esse motivo, a maioria dos pesquisadores admitem em seus trabalhos dados de tensão e corrente previamente sincronizados por PMUs (*Phasor Measurement Units*).

PMUs são equipamentos que medem grandezas fasoriais utilizando o sistema GPS (*Global Positioning System*), representando uma tecnologia de custo elevado, em que seus benefícios devem justificar a instalação de uma grande estrutura de comunicação. Além disso, são passíveis de defeitos ou de perda no sinal de GPS, o que pode ocasionar registro de dados não sincronizados. Assim, os métodos de sincronização de dados via *software*

ainda se constituem importantes ferramentas para auxiliar na correta extração de fasores, e, no processo de localização de faltas em linhas de transmissão (Cruz, 2015).

Grande parte dos algoritmos de localização de faltas baseiam-se em métodos de sincronização que dependem de componentes transitórias, destacando-se os que são fundamentados no uso da Transformada Wavelet (Cruz, 2010), bem como baseiam-se em algoritmos que comparam valores instantâneos de dois ciclos consecutivos do sinal amostrado (Coury *et al.*, 2007).

Girgis *et al.* (1992), Novosel *et al.* (1996); Izykowski *et al.* (2006), Liao (2007), Liao (2008), Apostolopoulos *et al.* (2010) desenvolveram algoritmos de localização de faltas que empregam dados de medições não sincronizadas, para estimar conjuntamente a distância de falta e o ângulo de sincronização entre medidas de diferentes terminais de uma linha de transmissão (LT). Estes algoritmos calculam o ângulo de sincronização entre os dois terminais através de um processo iterativo, porém, não há garantia que o ângulo irá convergir para o valor correto.

Existe também na literatura, metodologias de sincronização de fasores entre dois terminais que utilizam valores de tensão e corrente pré-falta,

porém, necessitam dos parâmetros elétricos da LT, sendo susceptíveis aos erros contidos nesses parâmetros (Cruz *et al.*, 2012).

Os parâmetros elétricos das LTs podem conter erros grosseiros ou estarem computacionalmente indisponíveis para aplicação nos algoritmos. Além disso, não são constantes durante todo o tempo, sendo afetados por variações climáticas e pelas condições de carregamento do sistema, podendo, dessa forma, influenciar na qualidade da sincronização e, conseqüentemente, da localização da falta (Liao *et al.*, 2009).

Neste artigo é apresentada uma modificação da metodologia para determinação do ângulo de sincronização entre registros proposta em (Cruz *et al.*, 2016), tendo em vista que esse algoritmo pode apresentar falhas para algumas situações de operação do sistema. A modificação proposta neste trabalho, continua identificando ângulos de sincronização em qualquer quadrante, conforme (Cruz *et al.*, 2016), mas com a vantagem de ser insensível às condições de operação do sistema. Vale salientar que o procedimento é independente das características transitórias dos sinais de falta, pois necessita apenas dos fasores de tensão e corrente pré-falta; e ainda, independe dos parâmetros elétricos da LT.

A metodologia proposta neste artigo, por depender de dados de pré-falta, pode ser aplicada a casos de difícil sincronização, onde, por exemplo, existam registros com características transitórias atípicas que influenciariam na detecção do instante de início de faltas, na sincronização dos dados e conseqüentemente na localização de defeitos na linha. Uma análise sobre o desempenho do método desenvolvido a partir de dados simulados no *software* ATPDraw (*Alternative Transient Program*) e no *software* ANAREDE (*Análise de Redes Elétricas*), é estabelecida neste trabalho.

2 Princípio Básico do Algoritmo de Sincronização de Registros de Falta

O desenvolvimento das equações que compõem o algoritmo de sincronização de registros oscilográficos proposto segue o mesmo princípio do apresentado em (Cruz *et al.*, 2016), sendo exposto neste trabalho para facilitar o acesso ao equacionamento.

Na Figura 1 está representado o circuito equivalente de seqüência positiva de uma LT no instante pré-falta.

As variáveis que contém as setas sobrescritas indicam fasores, logo, \vec{V}_{S_1} , \vec{I}_{S_1} , \vec{V}_{R_1} , \vec{I}_{R_1} , representam fasores de tensão e corrente pré-falta nos terminais S e R, respectivamente, em que o subíndice 1 refere-se à componente de seqüência positiva. Z_{SR} e Y_{SR} retratam, nesta ordem, a impedância série e admitância *shunt* de seqüência positiva da LT.

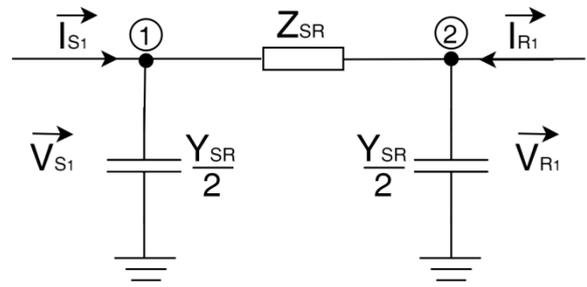


Figura 1. Circuito equivalente de seqüência positiva de uma LT no instante pré-falta.

Aplicando a Lei de Kirchhoff das correntes aos nós 1 e 2 da Figura 1, e combinando essas equações, obtém-se,

$$\vec{I}_{S_1} + \vec{I}_{R_1} e^{j\delta} = \frac{Y_{SR}}{2} (\vec{V}_{S_1} + \vec{V}_{R_1} e^{j\delta}), \quad (1)$$

em que δ refere-se ao ângulo de sincronização entre os terminais S e R da LT.

(1) é uma equação complexa, e pode ser desmembrada em duas equações reais, conforme (2) e (3).

$$\begin{aligned} I_{S_1} \cos(\theta_{I_{S_1}}) + I_{R_1} \cos(\theta_{I_{R_1}} + \delta) \\ = \frac{-b_{shunt}}{2} (V_{S_1} \sin(\theta_{V_{S_1}}) + V_{R_1} \sin(\theta_{V_{R_1}} + \delta)) \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} I_{S_1} \sin(\theta_{I_{S_1}}) + I_{R_1} \sin(\theta_{I_{R_1}} + \delta) \\ = \frac{b_{shunt}}{2} (V_{S_1} \cos(\theta_{V_{S_1}}) + V_{R_1} \cos(\theta_{V_{R_1}} + \delta)) \end{aligned} \quad (3)$$

V_{S_1} , I_{S_1} , V_{R_1} , I_{R_1} , representam os módulos de tensão e corrente, de seqüência positiva, pré-falta, nos terminais S e R, nesta ordem; e $\theta_{V_{S_1}}$, $\theta_{I_{S_1}}$, $\theta_{V_{R_1}}$, $\theta_{I_{R_1}}$, seus respectivos ângulos de tensão e corrente.

Assim, é possível simplificar (2) e (3) conforme (4) e (5).

$$\begin{aligned} a + I_{R_1} \cos(\theta_{I_{R_1}} + \delta) = \\ \frac{-b_{shunt}}{2} (c + V_{R_1} \sin(\theta_{V_{R_1}} + \delta)) \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} b + I_{R_1} \sin(\theta_{I_{R_1}} + \delta) = \\ \frac{b_{shunt}}{2} (d + V_{R_1} \cos(\theta_{V_{R_1}} + \delta)) \end{aligned} \quad (5)$$

Em que:

$$a = I_{S_1} \cos(\theta_{I_{S_1}})$$

$$b = I_{S_1} \sin(\theta_{I_{S_1}})$$

$$c = V_{S_1} \sin(\theta_{V_{S_1}})$$

$$d = V_{S_1} \cos(\theta_{V_{S_1}})$$

Combinando (4) e (5), conforme (6), obtém-se (7), função apenas de uma incógnita, δ .

$$\frac{a+I_{R1} \cos(\theta_{I_{R1}}+\delta)}{b+I_{R1} \sin(\theta_{I_{R1}}+\delta)} = \frac{\frac{-bshunt}{2}(c+V_{R1} \sin(\theta_{V_{R1}}+\delta))}{\frac{bshunt}{2}(d+V_{R1} \cos(\theta_{V_{R1}}+\delta))} \quad (6)$$

$$A = (x_1 + x_2 + x_3 + x_4) \cos(\delta) - (-y_1 + y_2 - y_3 + y_4) \sin(\delta) \quad (7)$$

Em (7), tem-se:

$$\begin{aligned} A &= ad + bc + V_{R1} I_{R1} \cos(\theta_{V_{R1}} - \theta_{I_{R1}}) \\ x_1 &= -aV_{R1} \cos(\theta_{V_{R1}}); y_1 = aV_{R1} \sin(\theta_{V_{R1}}) \\ x_2 &= -bV_{R1} \sin(\theta_{V_{R1}}); y_2 = bV_{R1} \cos(\theta_{V_{R1}}) \\ x_3 &= -dI_{R1} \cos(\theta_{I_{R1}}); y_3 = dI_{R1} \sin(\theta_{I_{R1}}) \\ x_4 &= -cI_{R1} \sin(\theta_{I_{R1}}); y_4 = cI_{R1} \cos(\theta_{I_{R1}}) \end{aligned}$$

Fazendo $x = x_1 + x_2 + x_3 + x_4$ e $y = -y_1 + y_2 - y_3 + y_4$, obtém-se,

$$A = x \cos(\delta) - y \sin(\delta), \quad (8)$$

sendo possível representar a relação expressa em (8) por meio do triângulo retângulo ilustrado na Figura 2.

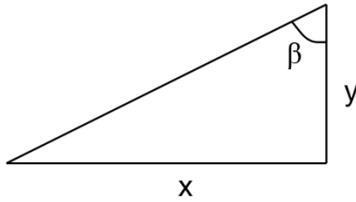


Figura 2. Representação geométrica entre x e y.

Baseando-se em (8) e nas relações trigonométricas que podem ser extraídas da Figura 2, tem-se a relação expressa em (9), que simplificada, resulta em (10).

$$\frac{A}{\sqrt{(x^2 + y^2)}} = \sin(\beta) \cos(\delta) - \sin(\delta) \cos(\beta) \quad (9)$$

$$\frac{A}{\sqrt{(x^2 + y^2)}} = \sin(\beta - \delta) \quad (10)$$

A partir de (10) determina-se o ângulo de sincronização, δ , expresso por (11), que depende apenas de fasores de tensão e corrente pré-falta de ambos os terminais da LT.

$$\delta = \sin^{-1}\left(\frac{x}{\sqrt{(x^2 + y^2)}}\right) - \sin^{-1}\left(\frac{A}{\sqrt{(x^2 + y^2)}}\right) \quad (11)$$

$$\text{Simplificando, } \beta = \sin^{-1}\left(\frac{x}{\sqrt{(x^2 + y^2)}}\right),$$

$$\Phi = \sin^{-1}\left(\frac{A}{\sqrt{(x^2 + y^2)}}\right),$$

Dessa forma:

$$\delta = \beta - \Phi \quad (11)$$

Em (Cruz *et al.*, 2016) foi realizada uma análise do sinal de y, para determinação do ângulo β no quadrante correto, o que resultou no algoritmo da Figura 3.

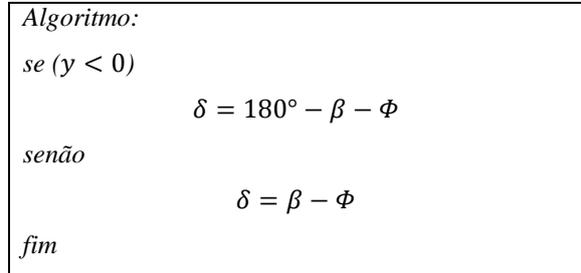


Figura 3. Lógica do algoritmo de sincronização de registros oscilográficos proposta em (Cruz *et al.* 2016).

Para algumas situações de operação do sistema, o algoritmo da Figura 3 resultou em um ângulo de sincronização incorreto. Dessa forma, foram deduzidas novas equações, incluindo todas as combinações possíveis para os sinais de x e y, resultando em (12), (13), (14) e (15).

Para x e y positivos,

$$\delta = \beta_1 - \Phi. \quad (12)$$

Para x positivo e y negativo,

$$\delta = \Phi - \beta_1. \quad (13)$$

Para x negativo e y positivo,

$$\delta = -\beta_1 - \Phi. \quad (14)$$

E finalmente para x e y negativos,

$$\delta = \beta_1 + \Phi. \quad (15)$$

Em que:

$$\beta_1 = \sin^{-1}\left(\frac{|x|}{\sqrt{(x^2 + y^2)}}\right). \quad (16)$$

Para que o algoritmo de sincronização proposto encontre o ângulo correto, deve-se considerar, ainda, o valor absoluto dos fasores de corrente de ambos os terminais, como apresentado na Figura 4.

3 Sistema Analisado

Para análise de desempenho do algoritmo de sincronização de registros de falta, foram realizadas

simulações, para sistemas elétricos fictícios, no *software* ATPDraw, assim como, para sistemas elétricos reais, no *software* ANAREDE.

Algoritmo:

se ($x > 0$ e $y > 0$)

se $I_{R_1} < I_{S_1}$

$$\delta = \beta - \phi$$

se $I_{R_1} > I_{S_1}$

$$\delta = \beta - 180^\circ + \phi$$

fim

se ($x > 0$ e $y < 0$)

se $I_{R_1} < I_{S_1}$

$$\delta = 180^\circ - \phi - \beta$$

se $I_{R_1} > I_{S_1}$

$$\delta = \phi - \beta$$

fim

se ($x < 0$ e $y > 0$)

se $I_{R_1} < I_{S_1}$

$$\delta = -\beta - \phi$$

se $I_{R_1} > I_{S_1}$

$$\delta = -\beta - 180^\circ + \phi$$

fim

se ($x < 0$ e $y < 0$)

se $I_{R_1} < I_{S_1}$

$$\delta = 180^\circ - \phi + \beta$$

se $I_{R_1} > I_{S_1}$

$$\delta = \phi + \beta$$

fim

Figura 4. Lógica do algoritmo de sincronização de registros oscilográficos proposto.

No ATPDraw, o sistema elétrico ilustrado na Figura 5 foi modelado para os níveis de tensão de 230 e 500 kV. Os fasores de tensão e corrente foram coletados nos terminais da linha de transmissão 2 (LT2), que possui 180 km de comprimento para o nível de tensão 230 kV, e 250 km para 500 kV. As linhas de transmissão 1 e 3 (LT1 e LT3) possuem, em ambos os níveis de tensão, 20 km de comprimento. A simulação foi realizada considerando LTs transpostas, e utilizada a modelagem a parâmetros distribuídos.

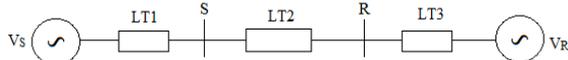


Figura 5. Configuração unifilar da rede de transmissão.

Os parâmetros de sequência positiva estão especificados na Tabela 1, e os de sequência negativa na Tabela 2.

Tabela 1. Parâmetros de sequência positiva para dados simulados no ATPDraw.

Tensão	R (Ω/km)	L (mH/km)	C ($\mu\text{F}/\text{km}$)
230 kV	0,09127	1,376	0,00847
500 kV	0,0221	0,852	0,01346

Tabela 2. Parâmetros de sequência zero para dados simulados no ATPDraw.

Tensão	R (Ω/km)	L (mH/km)	C ($\mu\text{F}/\text{km}$)
230 kV	0,44016	4,1538	0,00610
500 kV	0,3777	3,7767	0,00858

Além disso, para cada um dos níveis de tensão das LTs simuladas no ATPDraw, foram testadas três situações de operação do sistema elétrico, conforme Tabela 3. Em todos os casos, a fase da tensão em V_S foi igual a 0° , e em V_R igual a -10° (Figura 5).

Tabela 3. Situações de operação do sistema para LT de 230 e de 500 kV.

Situações de operação do sistema elétrico – Tensões (pu)	Tensões (pu)		
	1	2	3
V_S	1	1	1
V_R	0.95	1	1.05

Em todas as simulações realizadas no ATPDraw, foi utilizada uma taxa de 256 amostras por ciclo. Os fasores de tensão e corrente foram obtidos através da Transformada Discreta de Fourier (TDF) de um ciclo. Nas Tabelas 4 e 5 estão apresentados os módulos, em pu, e ângulos, em graus, das tensões e correntes, respectivamente, nos terminais S e R para as LTs de 230 e 500 kV.

Tabela 4. Módulo e fase das tensões nos terminais S e R para LTs de 230 e 500 kV.

LT (kV)	Módulo / Fase	1		2		3	
		Módulo	Fase	Módulo	Fase	Módulo	Fase
230	S	1	-0.92°	1	-0.96°	1	-1.0°
	R	0.96	-9.09°	1	-9.13°	1.048	-9.17°
500	S	1	-0.69°	1	-0.72°	1	-0.76°
	R	0.95	-9.30°	1	-9.33°	1.05	-9.36°

Tabela 5. Módulo e fase das correntes nos terminais S e R para LTs de 230 e 500 kV.

LT (kV)	Módulo / Fase	1		2		3	
		Módulo	Fase	Módulo	Fase	Módulo	Fase
230	S	0.80	-0.7°	0.83	15.4°	0.92	29.4°
	R	0.83	158.5°	0.78	173.9°	0.79	190.3°
500	S	4.63	1.8°	5	17.5°	5.69	30.2°
	R	5.26	145.7°	4.79	159.5°	4.64	175.1°

No ANAREDE, foram simulados sistemas reais para os níveis de tensão de 230 e 500 kV. No nível de tensão de 230 kV foi simulada a LT Natal II (5241) – Natal III (5245), que possui comprimento de 11,55 km. Em 500 kV foi simulada a LT Luiz Gonzaga (5050) – Milagres (5408) com 231,2 km de comprimento.

Nas Tabelas 6 e 7 estão apresentados, respectivamente, os dados de tensão e corrente para as LTs de 230 e 500 kV, simuladas no ANAREDE.

Tabela 6. Dados da LT Natal II (5241) – Natal III (5245), de 230 kV.

LT 230 kV	Tensão (pu)		Corrente (pu)	
	Módulo	Fase	Módulo	Fase
Natal II	1.016	-80.2°	0.27	56.7°
Natal III	1.018	-80.1°	0.25	-118.3°

Tabela 7. Dados da LT Luiz Gonzaga (5050) – Milagres (5408), de 500 kV.

LT 500 kV	Tensão (pu)		Corrente (pu)	
	Módulo	Fase	Módulo	Fase
L. Gonzaga	1.081	-0.6°	1.30	-98.5°
Milagres	1.055	-0.2°	1.80	83.9°

Na Tabela 8 estão especificados os parâmetros de sequência positiva para as LTs de 230 e 500 kV.

Tabela 8. Parâmetros de sequência positiva para dados simulados no ANAREDE.

Tensão	R (Ω /km)	L (mH/km)	C (μ F/km)
230 kV	0,0504	0,935	0,00866
500 kV	0,0238	0,746	0,016

4 Resultados

Nesta seção são apresentados os resultados da avaliação do algoritmo de sincronização de registros oscilográficos proposto, com base nos estudos de simulação realizados nos *softwares* ATPDraw e ANAREDE. Tendo em vista que os dados de tensão e corrente oriundos do ATPDraw e do ANAREDE se encontram sincronizados, foi necessário fazer a dessincronização artificialmente.

Dessa forma, para avaliar o algoritmo de sincronização proposto, foram inseridos erros de sincronização de -360° a $+360^\circ$ nos fasores de tensão e corrente do terminal R, porém, serão apresentados neste trabalho os resultados com erros de sincronização de -120° a $+120^\circ$, com uma taxa de variação de 30° .

Na Tabela 9 são apresentados, para os dados obtidos a partir das simulações no ATPDraw, os resultados dos ângulos encontrados pelo algoritmo de sincronização proposto neste trabalho, bem como no proposto em (Cruz *et al.*, 2016), para ambos os níveis de tensão, e para a primeira situação de operação do sistema.

Pode-se observar que, para os dois níveis de tensão da LT, nesta situação de operação do sistema, o algoritmo proposto em (Cruz *et al.*, 2016) encontra valores incorretos para o ângulo de sincronização entre os terminais.

Para o algoritmo proposto neste trabalho, em todos os casos, o algoritmo encontrou o ângulo correto, com um erro absoluto de apenas 0.27° , para a LT de 230 kV, e 0.15° , para a de 500 kV. As mesmas margens de erros são decorrentes de

aproximações numéricas realizadas pelo algoritmo. Vale salientar que na Tabela 9, por exemplo, na situação em que o ângulo de sincronização real é 120° , o algoritmo proposto, para a simulação de 230 kV, retornou um ângulo de -239.73° , que é equivalente a 120.27° .

Tabela 9. Ângulos calculados para a situação 1 de operação do sistema, para LTs de 230 e 500 kV.

Ângulo de sincronização real (graus)	Ângulo de sincronização calculado (graus)			
	Algoritmo proposto		Algoritmo proposto em (Cruz <i>et al.</i> , 2016)	
	230 kV	500 kV	230 kV	500 kV
120	-239.73	-239.85	-72.79	-62.77
90	90.27	90.15	257.21	267.23
60	60.27	60.15	227.21	237.23
30	30.27	30.15	197.21	207.23
0	0.27	0.15	167.21	177.23
-30	-29.73	-29.85	137.21	147.23
-60	-60.73	-59.85	107.21	117.23
-90	-89.73	-89.85	77.21	87.23
-120	-119.73	-119.85	47.21	57.23

Nas Tabelas 10 e 11, ainda para os dados obtidos a partir das simulações no ATPDraw, encontram-se, respectivamente, os resultados dos ângulos de sincronização para as situações 2 e 3 de operação do sistema elétrico.

Tabela 10. Ângulos calculados para a situação 2 de operação do sistema, para LTs de 230 e 500 kV.

Ângulo de sincronização real (graus)	Ângulo de sincronização calculado (graus)			
	Algoritmo proposto		Algoritmo proposto em (Cruz <i>et al.</i> , 2016)	
	230 kV	500 kV	230 kV	500 kV
120	119.81	119.50	119.81	119.50
90	89.81	89.50	89.81	89.50
60	59.81	60.50	59.81	60.50
30	29.81	29.50	29.81	29.50
0	-0.19	0.50	-0.19	0.50
-30	-30.19	-30.50	-30.19	-30.50
-60	-60.19	-60.50	-60.19	-60.50
-90	-90.19	-90.50	-90.19	-90.50
-120	239.81	239.50	239.81	239.50

Tabela 11. Ângulos calculados para a situação 3 de operação do sistema, para LTs de 230 e 500 kV.

Ângulo de sincronização real (graus)	Ângulo de sincronização calculado (graus)			
	Algoritmo proposto		Algoritmo proposto em (Cruz <i>et al.</i> , 2016)	
	230 kV	500 kV	230 kV	500 kV
120	119.95	119.90	119.95	119.90
90	89.95	89.90	89.95	89.90
60	59.95	59.90	59.95	59.90
30	29.95	29.90	29.95	29.90
0	0.045	0.10	0.045	0.10
-30	-30.05	-30.10	-30.05	-30.10
-60	-60.05	-60.10	-60.05	-60.10
-90	-90.05	-90.10	-90.05	-90.10
-120	239.95	239.90	239.95	239.90

Para as condições 2 e 3, tanto o algoritmo proposto neste trabalho, como o proposto em (Cruz

et al., 2016) obtém um ângulo de sincronização correto.

Para a segunda condição, Tabela 10, o algoritmo encontrou os ângulos de sincronização com erros absolutos de apenas 0.19°, para a LT de 230 kV, e 0.50°, para a de 500 kV.

Já para a terceira condição, Tabela 11, os erros absolutos foram de 0.045°, para a LT de 230 kV, e de 0.10°, para a LT de 500 kV.

Na Tabela 12 são apresentados os resultados dos ângulos de sincronização encontrados pelo algoritmo desenvolvido neste trabalho, e também em (Cruz *et al.*, 2016), para o caso de sistemas reais simulados no ANAREDE em LTs de 230 e 500 kV.

Tabela 12. Ângulos calculados para os sistemas reais simulados no ANAREDE, para LTs de 230 e 500 kV.

Ângulo de sincronização real (graus)	Ângulo de sincronização calculado (graus)			
	Algoritmo proposto		Algoritmo proposto em (Cruz <i>et al.</i> , 2016)	
	230 kV	500 kV	230 kV	500 kV
120	120.04	-240.17	120.04	-60.24
90	90.04	89.83	90.04	269.76
60	60.04	59.83	60.04	239.76
30	30.04	29.83	30.04	209.76
0	0.04	0.17	0.04	179.76
-30	-29.96	-30.17	-29.96	149.76
-60	-59.96	-60.17	-59.96	119.76
-90	-89.96	-90.17	-89.96	89.76
-120	240.04	-120.17	240.04	59.76

Para o sistema de 230 kV, tanto o algoritmo proposto neste trabalho quanto em (Cruz *et al.*, 2016), encontram o valor correto do ângulo de sincronização com um erro absoluto de apenas 0.04°. Já para 500 kV, apenas o algoritmo desenvolvido neste artigo encontra o valor correto para o ângulo de sincronização, com erro absoluto de 0.17°.

5 Conclusão

O método proposto neste trabalho, por encontrar valores de ângulos de sincronização com erros praticamente desprezíveis, pode ser considerado como um método eficaz de sincronização de dados, via *software*, para utilização em algoritmos de localização de faltas.

Essa metodologia possui algumas vantagens em relação à outras existentes na literatura, pois não depende das características transitórias no momento da incidência de falta, nem dos parâmetros elétricos de linhas de transmissão, fatores que podem inserir erros no processo de sincronização de registros oscilográficos e, conseqüentemente, na localização de faltas. Além disso, calcula o ângulo de sincronização entre terminais para qualquer condição de operação do sistema elétrico, mesmo quando inseridos erros de sincronização incompatíveis com situações reais.

Agradecimentos

Os autores agradecem a CAPES pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

- Apostolopoulos, C. A. and Korres, G. N. (2010). A novel algorithm for locating faults on transposed/untransposed transmission lines without utilizing line parameters. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 25, No. 4; pp. 2328-2338.
- Coury, D. V., Oleskovicz, M. and Giovanini, R. (2007). *Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência - dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessadores Inteligentes*. São Carlos: EESC-USP.
- Cruz, M. C. S. da, Almeida, M. A. D., Oliveira, J. T., Cândido, C. K. S. S., Leitão, J. J. A. L., Medeiros Jr, M. F. (2010). Localização de Faltas em Linhas de Transmissão de Múltiplos Terminais a Partir de Registros Oscilográficos Sincronizados Via Transformada Wavelet. In: *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America*.
- Cruz, M. C. S. da, Ramos, S. P., Medeiros Junior, M. F. de, Leitão, J. J. de A. L. and Cauponi, S. G. de A. (2012). Metodologia para Sincronização de Registros de Falta baseada em Equações de Circuito Equivalente de Linhas de Transmissão.
- Cruz, M. C. S., Leitão, J. J. A. L., Cauponi, S., Oliveira, e Jr, M. F. M. (2012). Experiência com um Algoritmo Baseado em Componentes Transitórias para Sincronização de Registros de Falta – Um Estudo de Caso.
- Cruz, M. C. S. da, Medeiros Junior, M. F. de and Oliveira, J. T. de (2016). Sincronização de Registros Oscilográficos em Linhas de Transmissão com Parâmetros Elétricos Desconhecidos.
- Girgis, A. A., Hart, D. G. and Peterson, W. L. (1992). A new fault location technique for two and three-terminal lines. *Transactions on Power Delivery*. Vol. 7, No. 1, pp. 98–107.
- Izykowski, J., Molag, R., Rosolowski, E. and Saha, M. M. (2006). Accurate location of faults on power transmission lines with use of two-end unsynchronized measurements. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 21, No. 2, pp. 627–633.
- Johns, A. T. and Jamali, S. (1990). Accurate fault location technique for power transmission lines. *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 137, No. 6, pp. 395–402.
- Liao, Y. (2007). Unsynchronized fault location based on Distributed Parameter Line Model. Vol. 35, pp. 1061–1077.
- Liao, Y. (2008). Transmission line fault location algorithms without requiring line parameters. *Electric Power Components and Systems*. Vol.

36, pp. 1218–1225.

- Liao, Y. and Kang, N. (2009). Fault-location algorithms without utilizing line parameters based on the distributed parameter line model. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 24, No. 2, pp. 579–584.
- Novosel, D., Hart, D. G., Udren, E. and Garitty, J. (1996). Unsynchronized Two-Terminal Fault Location Estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 11, No. 1, pp. 130–138.
- Sachdev, M. S. and Agarwal, R. (1988). A Technique for Estimating Transmission Line Fault Locations from Digital Impedance Relay Measurements. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 3, No. 1, pp. 121–129.