



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GPC/08
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – V

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

DETECÇÃO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA E PERDA DE SINCRONISMO UTILIZANDO SINCRÓFASORES – APLICAÇÃO NO SISTEMA ACRE - RONDÔNIA

Antonio Luiz Bergamo do Bomfim - ELETROBRAS*

Glauco Nery Taranto – COPPE/UFRJ

Mariana Garcia Leal – ELETROBRAS

RESUMO

Proteção contra perda de sincronismo (PPS) em sistemas de energia elétrica (SEE) deve ser rápida, precisa e confiável, uma vez que ela, normalmente, altera de forma significativa a estrutura da rede elétrica (1).

Esse artigo descreve a aplicação de um esquema de proteção sistêmico (Wide-Area Protection (WAP)) que utiliza sinais oriundos de sincrofases (Phasor Measurement Units (PMU)) (2).

O algoritmo de detecção da perda de sincronismo utilizado nesse trabalho é baseado na patente americana (3), que leva em consideração a velocidade e a aceleração obtidas da diferença angular entre dois fasores de tensões nodais, medidos em dois pontos do sistema onde o centro elétrico está entre eles.

O artigo apresenta uma aplicação desse esquema de proteção no sistema elétrico de potência Acre-Rondônia em 230 kV do SIN. O local onde foi aplicado o esquema baseado em PMU é o mesmo onde está instalada a PPS.

Simulações foram realizadas para conhecer o efeito e as consequências dessa nova tecnologia no sistema sob análise. Foram analisados e comparados os aspectos da atuação da proteção baseada em sincrofases e da PPS existente. Para uma melhor avaliação foram simuladas perturbações, que ocorreram no sistema, onde o esquema baseado em PPS atuou e outras onde não houve atuação da PPS. Dessa forma, o desempenho do esquema baseado em PMU pode ser avaliado quanto à identificação do evento, ao tempo de resposta e a influência no desempenho do sistema sob análise.

Resultados promissores dessa tecnologia foram obtidos em casos do sistema elétrico Uruguaio utilizando a base de dados reais daquele sistema (4). As simulações mostraram que a utilização de sincrofases na com a função de PPS resultou em uma antecipação da ação de proteção, e consequentemente, a menores cortes de carga para manutenção da integridade do sistema.

PALAVRAS-CHAVE

Sincrofases, Proteção por Perda de Sincronismo, Centro Elétrico, Perda de sincronismo, Oscilação de potência.

1.0 - INTRODUÇÃO

A proteção por perda de sincronismo em sistemas de energia elétrica (SEE) deve ser rápida, precisa e confiável, uma vez que ela, normalmente, altera de forma significativa a estrutura da rede elétrica (1). Esse artigo descreve um esquema de proteção sistêmico que utiliza sinais oriundos de sincrofases (2).

O algoritmo de detecção da perda de sincronismo utilizado é baseado na patente americana (3), que leva em consideração a velocidade e a aceleração obtidas da diferença angular entre dois fasores de tensões nodais. Para melhor eficácia do algoritmo proposto, é necessário observar que o centro elétrico do sistema em estudo esteja localizado entre os locais de medição dos fasores de tensão.

O artigo apresenta a aplicação do esquema de proteção no sistema elétrico de potência Acre-Rondônia em 230 kV do SIN. O local onde foi considerado instalado o esquema baseado em PMU é o mesmo da PPS que hoje está

(*) Rua do Ouvidor, 107 – 8º andar, Centro, Rio de Janeiro – RJ – CEP 20040-030
Tel.: (+5521)2514-5165 – Fax: (+55 21) 2514-5107 e-mail: antonio.bomfim@eletrobras.com

instalada nesse sistema, ou seja, na LT Pimenta Bueno – Ji-Paraná 230 kV. O caso que foi considerado para estudo foi obtido do site do ONS e corresponde ao mês de dezembro de 2011.

Serão analisados os aspectos da atuação da proteção baseada em sincrofasores e da PPS existente. Serão também apresentados os resultados comparativos dos seus desempenhos, tais como, identificação do evento, tempo de resposta e influência no desempenho do sistema após atuação destas proteções.

Resultados promissores dessa tecnologia foram obtidos em casos simulados no sistema elétrico Uruguai utilizando a base de dados reais daquele sistema (4).

2.0 - ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Estabilidade transitória analisa a habilidade de um sistema de potência manter o sincronismo, quando submetido a distúrbios.

2.1 Relé de Distância

Um relé de distância pode operar, quando há oscilação de potência, se a impedância medida pelo relé entra na característica de operação. No exemplo da Figura 1, a impedância medida pelo relé de distância durante a oscilação, depende da diferença angular δ entre os dois sistemas equivalentes. A impedância vista pelo relé na barra C durante a oscilação de potência é dada pela Equação (1), considerando $|EA| = |EB| = 1$ pu.

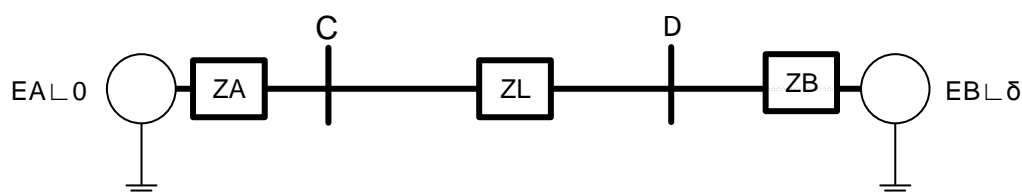


Figura 1 – Diagrama Esquemático e Circuito Equivalente.

$$Z_C = \frac{V_C}{I_L} = \frac{(Z_A + Z_B + Z_L)}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right) - Z_A \quad (1)$$

Onde:

Z_C → Impedância vista pelo relé

V_C → Tensão na barra C

I_L → Corrente na linha de transmissão

Z_A → Impedância transitória da máquina A

Z_B → Impedância transitória da Máquina B

Z_L → Impedância da linha que conecta as barras C e D

Durante uma oscilação, o ângulo δ varia. Para o comportamento instável do sistema, o ângulo δ aumenta gradualmente até atingir 180° . Se o comportamento for estável, o ângulo δ aumenta até atingir um valor máximo, então, a trajetória muda de direção e o ângulo δ diminui até um valor mínimo. Esta variação se repete até que a oscilação ser eliminada.

2.2 Método para Detecção de Oscilação de Potência

Um método tradicional para detectar oscilação de potência é baseado na medição da impedância de sequência positiva do ponto onde está aplicado o relé e o tempo de transição através da área de impedância de bloqueio do plano R-X, como mostrado no exemplo na Figura 2. A variação da impedância vista pelo relé para um curto-circuito é mais rápida se comparada à variação de potência.

O relé de proteção é sensibilizado se a impedância medida entra na característica externa, e atua, comandando a abertura do disjuntor, quando a impedância entra na característica interna. Para evitar o desencadeamento de falhas em cascata pela perda de sincronismo, é usual a aplicação de proteção por perda de sincronismo (PPS). A função dessa proteção é detectar a condição de perda de sincronismo e separar as áreas afetadas, minimizando a perda de carga e mantendo a continuidade do serviço. Este tipo de proteção é aplicado num ponto onde ocorre o centro elétrico.

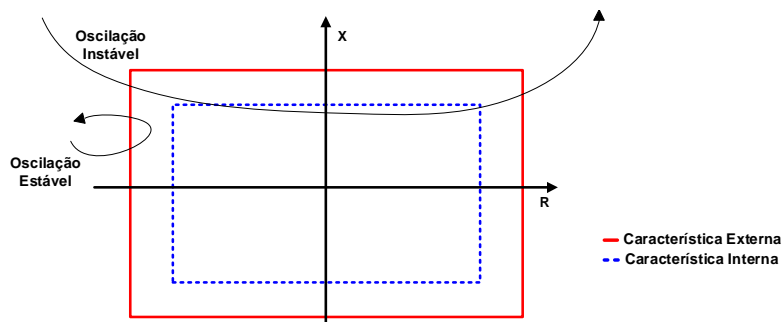


Figura 2 – Características de um relé de distância.

2.3 Centro Elétrico

O centro elétrico é o ponto de interseção da trajetória da impedância medida pelo relé durante uma oscilação e impedância da linha de transmissão como mostra a Figura 3. No centro elétrico o ângulo entre os dois geradores é 180° (8), que é uma indicação de instabilidade.

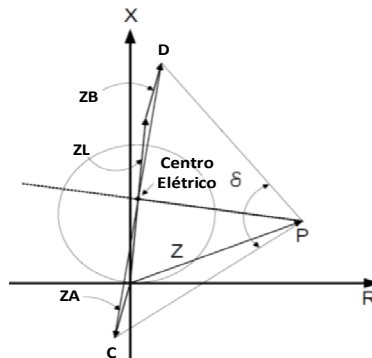


Figura 3 – Centro elétrico.

3.0 - DETECÇÃO DE PERDA DE SINCRONISMO E OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA COM SINCROFASORES

Algoritmos descritos na referência (3) mostram que pela diferença angular, δ , a velocidade, S ou δ' e aceleração, A ou δ'' , podem ser usados para detectar uma condição de perda de sincronismo (Out-of-step - OOS) e / ou uma oscilação de potência entre o primeiro e o segundo local de medição num SEE. Para eficácia do algoritmo proposto, é necessário observar que o centro elétrico do sistema em estudo esteja localizado entre os locais de medição dos fasores de tensão.

3.1. Descrição das Funções

Este algoritmo é composto de três funções (3). Uma função detecta oscilação de potência, outra detecta preditivamente a perda de sincronismo e a última detecta perda de sincronismo. Estas funções são descritas a seguir.

3.1.1 Detector de Oscilações de Potência (PSD)

A função PSD (Power Swing Detection) para caracterizar as oscilações de potência, identifica o ponto de operação do sistema, utilizando os valores absolutos da velocidade (S) e aceleração (A), comparando-os com ajustes denominados de A_{min} , A_{max} , S_{min} e S_{max} .

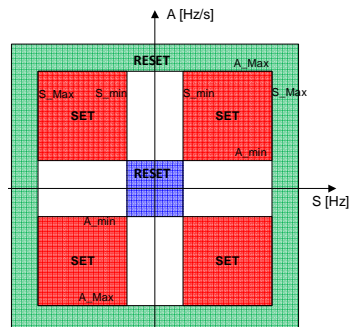


Figura 4 – Operação da função PSD no plano AxS.

Quando o ponto de operação se encontra dentro do retângulo azul, correspondendo a velocidade e aceleração baixos, ou quando se encontra no retângulo verde, correspondendo velocidade e aceleração altas, a função PSD não detecta oscilação de potência. A função PSD detecta oscilação de potência quando o ponto de operação se encontra num dos retângulos vermelhos, correspondendo a valores intermediários de velocidade e aceleração.

3.1.2. Detector Preditivo de Perda de Sincronismo (OOST)

A função OOST (*Predictive out-of-step tripping*) detecta predictivamente a perda de sincronismo, permitindo que seja tomada de decisões antes de instabilidade iminente. Assim como a função PSD, usa a velocidade e aceleração. Essa função define uma região estável e outra instável no plano AxS como mostra a Figura 5:

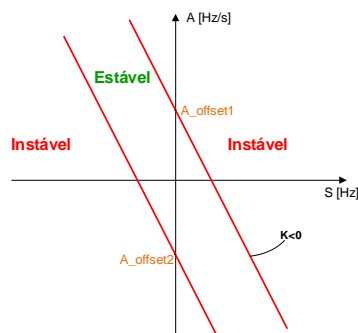


Figura 5 – Previsão da perda de sincronismo.

A região estável é a faixa localizada entre as retas denominadas de *blindings* e a região instável se localiza fora dessa faixa. As inequações abaixo definem as zona de detecção preditiva de perda de sincronismo:

$$A > K * S + A_{offset1}$$

$$A < K * S + A_{offset2}$$

Sendo:

$K < 0 \rightarrow$ declividade das retas;

$A_{offset1} > 0, A_{offset2} > 0 \rightarrow$ valores onde as retas interceptam o eixo das ordenadas em $A(S = 0)$. Podem ser iguais ou não.

Os valores de ajustes de K , $A_{offset1}$ e $A_{offset2}$ da função OOST dependem do sistema de potência e do ponto de medição dos sincrofasores para detectar as oscilações. Estes ajustes são feitos através de tentativas, estimando um valor e verificando o efeito no SEE em análise. Para determinar esses ajustes é necessário modelar o sistema e simular o comportamento em diversos cenários frente a diversas contingências como curtos-circuitos, abertura intempestivas de linhas, dentre outros.

É definida uma temporização para evitar que a proteção atue para qualquer variação no sistema e durante um curto circuito. Essa temporização evita falsas detecções de perda de sincronismo no SEE.

3.1.3 Detector de Perda de Sincronismo (OOSD)

A função OOSD detecta a perda de sincronismo, comparando o valor absoluto da diferença angular δ medida com um valor ajustado de ângulo OOSTH (out-of-step-threshold).

4.0 - APLICAÇÃO DA PROTEÇÃO BASEADA EM PMU AO SISTEMA ACRE-RONDÔNIA

Este artigo apresenta uma aplicação de um esquema baseado na tecnologia PMU com a função de detectar a perda de sincronismo com a ação de separar regiões no sistema Acre-Rondônia.

4.1 Descrição do Sistema Acre-Rondônia

Este sistema consiste de um tronco principal em 230 kV, com cerca de 1000 km, que é conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) através de duas LTs 230 kV Jauru-Vilhena. A partir de Vilhena os estados do Acre e Rondônia são alimentados através de um único circuito de 230 kV até a subestação Rio Branco, como apresentado na Figura 6. Os casos de carga pesada, média e leve de fluxo de potência utilizados nas simulações foram do mês de dezembro de 2011 (6,10). Neste sistema um esquema de proteção por perda de sincronismo estava instalado na LT de 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno (9).



Figura 6 – Diagrama unifilar geográfico do sistema Acre-Rondônia.

4.2 Descrição do Esquema Baseado em PMU (EPMU)

Este esquema utiliza a filosofia encontrada na referência (3). Ele foi aplicado no mesmo ponto onde estava localizada a PPS existente neste sistema em dezembro de 2011. Como o local onde é aplicada a PPS e também o EPMU depende do centro elétrico do sistema, este ponto foi escolhido. O critério utilizado para ajuste e validação do modelo do EPMU baseou-se no seguinte:

- a - Aplicação no mesmo local da PPS.
- b - O ajuste dos parâmetros K , $A_{offset1}$ e $A_{offset2}$ foi executado de forma que a resposta do EPMU fornecesse um desempenho satisfatório para o sistema após uma contingência.
- c - A atuação e não atuação do EPMU deve ser igual a do esquema da PPS, para todas as contingências possíveis simuladas no sistema. Ambos identificam o problema e tomam ação para o qual foram projetados.

4.3 Ajustes do EPMU

As funções PSD, OOST e OOSDv foram modeladas no programa CDUEdit® para simulação e ajuste dos parâmetros utilizando o programa ANATEM® (5,7).

Diversas simulações de contingências no sistema de potência Acre-Rondônia foram executadas considerando a PPS convencional e o EPMU.

As contingências no tronco de 230 kV avaliadas, considerando curto-circuito monofásico em uma das extremidades com abertura de componente, foram:

- Perda da UHE Samuel;
- Perda da LT 230 kV Ariquemes – Jauru;
- Perda da LT 230 kV Ariquemes – Samuel;
- Perda da LT 230 kV Porto Velho – Abunã;
- Perda da LT 230 kV Jauru – Cuiabá;
- Perda da LT 230 kV Abunã – Rio Branco;
- Perda da UTE Termonorte II;
- Perda da LT 230 kV Vilhena – Jauru (perda simples).

As contingências onde a PPS convencional atuou foram perda da LT 230 kV Porto Velho – Abunã e perda da UTE Termonorte II.

Para conseguir os ajustes das funções para operar corretamente em cada situação, foram feitas exaustivas tentativas de variação dos parâmetros. Os valores obtidos para o ajuste dos parâmetros do EPMU, que se mostraram adequados ao desempenho do esquema, estão relacionados na Tabela 1. A temporização implementada no modelo foi de 50ms para evitar atuação indevida do esquema, quando de variações no sistema.

Tabela 1 – Parâmetros do EPMU ajustados.

$S_{min} = 0.3 \text{ Hz}$	$S_{Max} = 5 \text{ Hz}$	$A_{min} = 0.6 \text{ Hz/s}$
$A_{Max} = 62,3 \text{ Hz/s}$	$K = -100 \text{ s}^{-1}$	$A_{offset1} = 30 \text{ Hz/s}$
$A_{offset2} = -10 \text{ Hz/s}$	$T1 = 3 \text{ ciclos}$	$OOSTH = 120^\circ$

4.4 Análise do Desempenho do Sistema Frente a Contingências

Após ajustadas as funções PSD, OOST e OOSDv para o sistema de potência Acre-Rondônia, será comprovada a efetividade dessas funções através da análise do desempenho dinâmico do sistema sob contingências.

Foi considerado nas simulações com a PPS convencional e a baseada em PMU o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), esquema de desligamento automático de capacitores por subfrequência com o ERAC, proteções de sobretensão, esquema de retirada de capacitores e inserção de reatores e esquema de inserção de reatores.

4.4.1 Resultados das Simulações

Serão apresentadas comparações do comportamento do sistema Acre-Rondônia sob contingências, considerando o esquema com a PPS convencional e o EPMU. A Figura 7 mostra as ilhas formadas no sistema Acre-Rondônia pela atuação da proteção por perda de sincronismo quando da perda da LT 230 kV Porto Velho-Abunã e quando da perda das máquinas à gás da UTE Termonorte II.

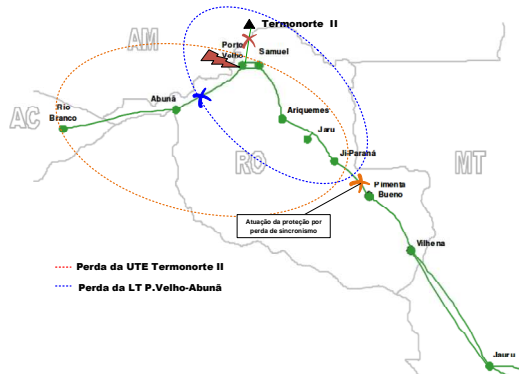


Figura 7 – Ilhamento no sistema Acre-Rondônia após atuação dos esquemas.

4.4.2 Curto-circuito Monofásico em Porto Velho 230 kV com Abertura da LT 230 kV Porto Velho- Abunã

O curto-circuito é eliminado em 150ms, resultando na separação do sistema Acre do SIN, após esta separação inicia-se a perda de sincronismo, que é eliminada pela atuação do EPMU ilhando o sistema de Rondônia. As condições onde ocorreu a perda de sincronismo foram as de carga pesada e média. A Figura 8 mostra o comportamento do ângulo da máquina da UTE Termonorte II com relação às máquinas da UHE Samuel, onde pode ser observado o comportamento estável da ilha que foi criada considerando a PPS convencional e o EPMU.

Pode ser observado que, com o EPMU, uma resposta menos oscilatória ocorreu devido a antecipação da perda de sincronismo o que melhorou o desempenho do sistema ilhado, além disso, pode ser observado que com atuação de ambas as proteções o sistema alcança a mesma condição após o período transitório.

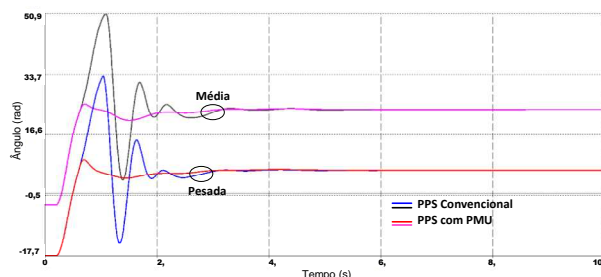


Figura 8 – Ângulo das máquinas da UTE Termonorte II relativo às máquinas da UHE Samuel.

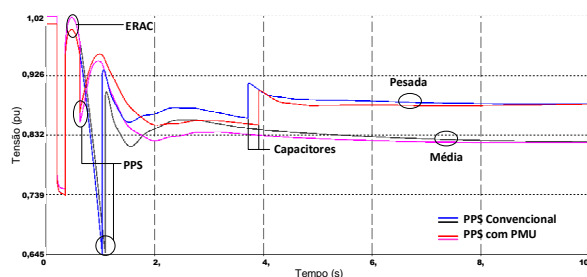


Figura 9 – Tensão na barra de 230 kV da SE Ji-Paraná.

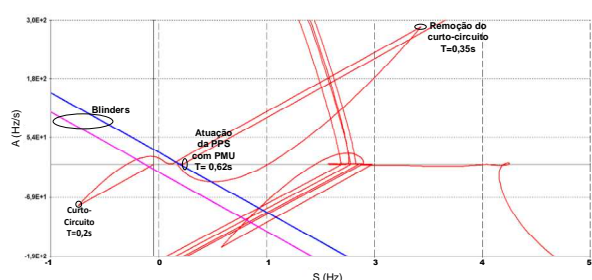


Figura 10 – Operação da função OOST no plano AxS (carga pesada).

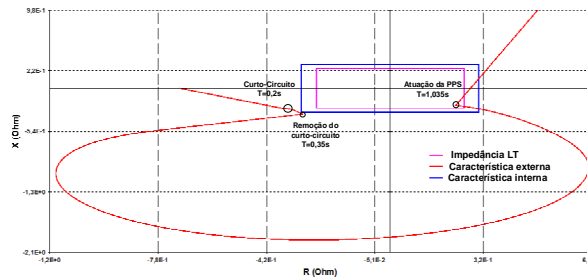


Figura 11 – Operação da PPS convencional no plano RxX.

A Figura 9 mostra o comportamento da tensão na barra 230 kV da SE Ji-Paraná, onde ocorreu o menor valor de tensão no sistema ilhado, destacando a atuação do ERAC, atuação da PPS convencional e da EPMU e inserção de banco de capacitores por atuação da proteção de subtenção em Ji-Paraná.

Na Figura 10 pode ser observada a trajetória, que descreve o comportamento da aceleração e velocidade obtidos da diferença angular entre os ângulos das tensões das barras onde está instalada a EPMU. Após a eliminação do

curto-circuito ocorre a perda de sincronismo, que é detectada pelo EPMU, que atua abrindo a LT de 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno, ilhando o sistema de Rondônia a partir de Ji-Paraná.

4.4.3 Curto-circuito Monofásico no Barramento de 230 kV da SE Termonorte II com a Perda de 3 Máquinas à Gás

Esta contingência foi simulada para verificar o desempenho do EPMU, quando da perda de geração. As Figuras a seguir mostram a resposta do sistema para as simulações com a PPS convencional com o EPMU. São apresentados os resultados nos cenários de carga pesada e média, condições onde ocorreu a perda de sincronismo. Nas Figuras 12 e 13 é comparado o comportamento do ângulo das máquinas da UTE Termonorte I e UTE Termonorte II (vapor) em relação às máquina da UHE Samuel nas simulações com a PPS convencional e com EPMU nas condições de carga pesada e média, indicando que o sistema ilhado é estável. A Figura 14 mostra o comportamento da tensão na barra Ji-Paraná 230 kV local onde ocorreu a menor tensão no sistema ilhado, destacando a atuação do ERAC e atuação da PPS convencional e com PMU, onde após o período transitório as tensões atingem valores satisfatórios. A Figura 15 corresponde ao comportamento do algoritmo do EPMU no plano AxS na condição de carga pesada.

Pode ser observado na Figura 16 que a máquina à vapor da UTE Termonorte II, após a extinção do curto circuito apresentou um valor alto de potência elétrica, indicando que foi submetida a um torque elevado que pode estar acima do limite suportável.

Observa-se melhoria na qualidade de energia, quando usadas funções com sincrofasores, principalmente no período transitório. A Tabela 2 mostra o montante de carga que foi cortado em condições de carga pesada.

Tabela 2 – Montante de carga cortado.				
Perda da LT Porto Velho - Abunã				
Carga cortada	PPS conv.		PMU	
	MW	Mvar	MW	Mvar
	72,6	22,5	72,6	22,5
Perda da UTE Termonorte II				
Carga cortada	PPS conv.		PMU	
	MW	Mvar	MW	Mvar
	314	116,3	314	116,3

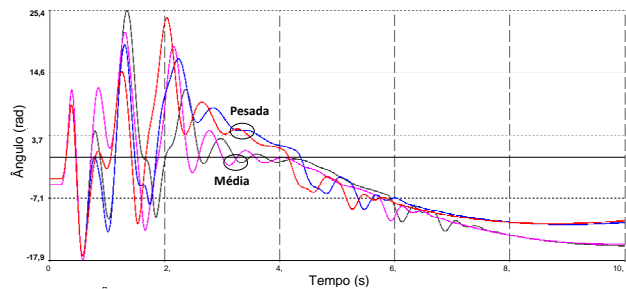


Figura 12 - Ângulo das máquinas da UTE Termonorte I relativo às máquinas da UHE Samuel.

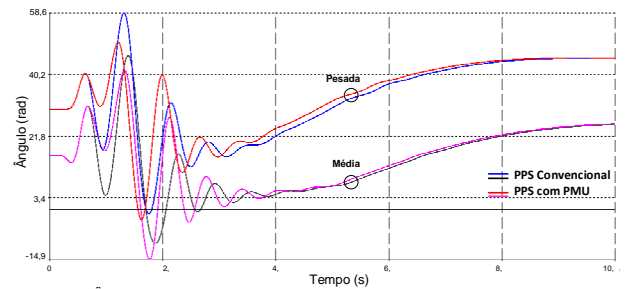


Figura 13 - Ângulo das máquinas da UTE Termonorte II à vapor relativo às máquinas da UHE Samuel.

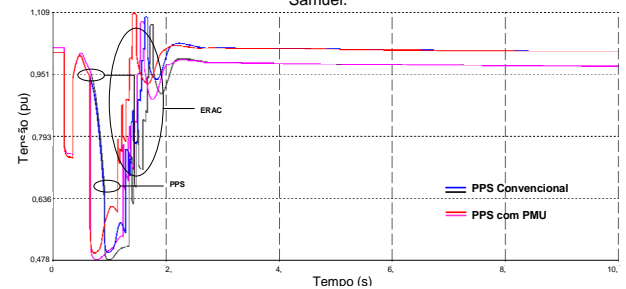


Figura 14 - Tensão na barra de 230 kV da SE Ji-Paraná.

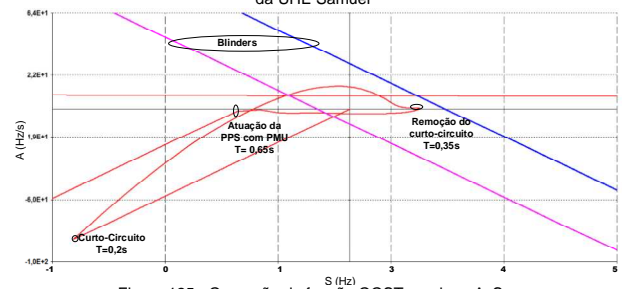


Figura 125 - Operação da função OOST no plano AxS.

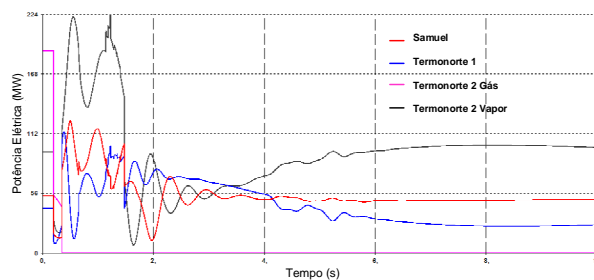


Figura 16 – Potência elétrica

4.4.4 Curto-circuito Monofásico em Abunã 230 kV com Abertura da LT 230 kV Abunã – Rio Branco

O Sistema é estável para esta contingência e o EPMU não atuou para ilhar o sistema, portanto, o ajuste do EPMU foi satisfatório. A Figura 17 mostra operação da função OOST para esta contingência.

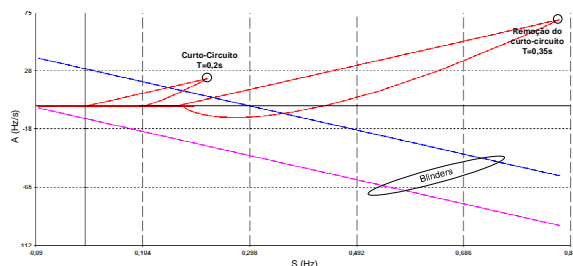


Figura 17 - Operação da função OOST no plano AxS.

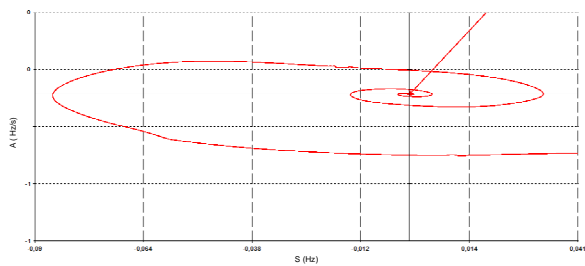


Figura 18 – Zoom da Figura 17.

A Figura 18 mostra imagem ampliada da Figura 17, onde pode ser observada a trajetória em espiral que converge para um novo ponto de operação estável dentro dos blinders.

5.0 - CONCLUSÃO

As simulações mostraram que uma proteção por perda de sincronismo baseada em PMU (EPMU) teve um desempenho adequado, atuou da mesma forma que uma PPS convencional, ou seja, provocou o ilhamento, quando o sistema se mostrou instável e não provocou o ilhamento, quando o comportamento do sistema foi estável. Portanto, pode-se dizer que o ajuste do EPMU foi adequado e teve um comportamento que merece uma análise mais detalhada para investigar o seu maior potencial.

As grandezas usadas no EPMU aceleração (A) e velocidade (S) mostraram uma maior sensibilidade às variações no sistema, como pode ser observado nos gráficos das respostas temporais dos ângulos.

6.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) CIGRE Task Force 38.02.19, "System Protection Schemes in Power Networks" - Technical Brochure 187, June 2001.
- (2) A.G. Phadke, J.S. Thorp, "Synchronized Phasor Measurements and Their Applications", Springer, ISBN 978-0-387-76535-8, 2008.
- (3) A. Guzman-Casillas, "Systems and methods for power swing and out-of-step detection using time stamped data", International Application Published Under The Patent Cooperation Treaty (PCT), World Intellectual Property Organization International Bureau, International Publication Number WO 20091042966 A1, April 2009.
- (4) R. Franco, C. Sena, G. N. Taranto & A. Giusto, "Using Synchrophasors for Controlled Islanding – A Prospective Application for the Uruguayan Power System", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 2, pp. 2016-2024, May 2013.
- (5) – CEPEL, 2011, Programa Anatem – Análise de Transitórios Eletromecânicos – Manual do Usuário V10.04.05, Rio de Janeiro, Brasil
- (6) – CEPEL, 2009, Programa de Análise de Redes – Manual do Usuário, Rio de Janeiro, Brasil.
- (7) – CEPEL, 2012, Programa Plot CEPEL, Versão 4.7.6.1, Manual do Usuário, Rio de Janeiro, Brasil.
- (8) – S. A. Soman – "Power Swing and Distance Relaying" – Department of Electrical Engineering – IIT Bombay.
- (9) – Banco de dados para estabilidade e fluxo de potência obtidos no site do ONS.
- (10) – Casos base de Carga Pesada, Média e Leve do mês Dezembro de 2011 obtidos do site do ONS.