



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

### **DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO BASEADO EM SINCRÓFASORES PARA A UHE BELO MONTE**

**SALVATORE MANTUANO FILHO (1); SUELAINÉ DOS SANTOS DINIZ (1); ANDERSON ROTAY  
GASPAR (1); AMÉLIA YUKIE TAKAHATA (1); ALEX DE CASTRO (1); MARIA JOSE C XIMENES (1);**

**ILDEMAR CASSANA DECKER (2); ANTONIO FELIPE DA CUNHA DE AQUINO (2); DIEGO ISSICABA (2);  
DANIEL DOTTA (3); GUIDO ROSSETTO MORAES (2)**

**OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS (1)  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC (2)  
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS – UNICAMP (3)**

#### **RESUMO**

Este trabalho descreve resultados da implementação de um Sistema Especial de Proteção (SEP) baseado em dados de sincrofases, ambientado no simulador em escala real de tempo (RSCAD/RTDS) do ONS. Como base para os desenvolvimentos metodológicos, utilizou-se o SEP de corte de geração na UHE Belo Monte para contingências no sistema HVDC 800kVcc associado. Os desenvolvimentos incluem a implementação e a validação experimental, em ambiente RSCAD/RTDS/PMU/PDC e em escala real de tempo, de: (i) uma infraestrutura de medição e aquisição de dados de PMU; (ii) um sistema equivalente do SIN e (iii) estratégias preliminares de controle sistêmico baseadas em dados de sincrofases.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

SEP, PMU, WAMPACS, HVDC, Estabilidade Transitória

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

Os sistemas de energia elétrica vêm experimentando um período de fortes mudanças. A crescente preocupação com o meio ambiente e a sustentabilidade vêm levando a uma contínua e significativa substituição de fontes de geração convencionais por fontes de geração de menor impacto ambiental. Como consequência, a estrutura da rede elétrica está sendo transformada em face da forte expansão das fontes de geração conectadas por meio de conversores eletrônicos (*Inverter-Based Sources* – IBS), especialmente eólicas e solares do tipo fotovoltaica. A caracterização dos efeitos dessa transformação no comportamento dinâmico dos sistemas elétricos constitui objeto de diversos estudos e pesquisas, uma vez que os fenômenos envolvidos não são ainda totalmente compreendidos. Observa-se, também, a crescente utilização da eletrônica de potência nos sistemas de transmissão, por meio da aplicação de equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) e sistemas HVDC (*High Voltage Direct Current*). Nesse contexto, um dos principais desafios para os operadores dos sistemas de energia elétrica é o de desenvolver ferramentas de análise e controle para fazer frente aos desafios impostos à operação dos sistemas de potência atuais e futuros (1)(2).

Neste novo ambiente, a incorporação de ferramentas da área de tecnologia de informação para supervisão e controle, por meio dos *Wide Area Measurement Systems* (WAMS), mostra-se de fundamental importância. As primeiras iniciativas nessa área foram realizadas na década de noventa, a partir do desenvolvimento da primeira *Phasor Measurement Unit* (PMU) comercial, pela Macrodyne, vislumbrando aplicações na área de proteção e estimação de estados. Após três décadas de pesquisa e desenvolvimento, as redes WAMS são hoje uma realidade na indústria e são consideradas como fundamentais para a implantação do conceito de Redes Inteligentes nos sistemas transmissão. Países como Estados Unidos e China contam com aproximadamente 3.000 PMUs já instaladas em seus sistemas e com diversas aplicações, tais como análise de eventos (post-mortem), validação de modelos, monitoração da resposta da frequência, detecção de ilhamentos, identificação de modos de oscilação, monitoração da estabilidade de tensão e estimação de estados (3).

No Brasil, em particular, o interesse pelo uso de dados de PMUs ganhou forte impulso após os blecautes de novembro de 2009 (4)(5) e fevereiro de 2011, que resultaram no estabelecimento da cooperação técnico-científica entre pesquisadores da UFSC e profissionais do ONS, no âmbito do Projeto MedFasee. De fato, a análise de perturbações de grande porte no Sistema Interligado Nacional (SIN), sistema de dimensões continentais, constitui um grande desafio. Nesse contexto, a capacidade dos sistemas WAMS em monitorar a dinâmica dos fenômenos de maneira sincronizada mostra-se fundamental para a detecção da origem das perturbações, para o estabelecimento preciso da cronologia dos eventos e das relações causa-efeito, com a consequente qualificação dos diagnósticos (6)(7)(8). Adicionalmente, as informações originadas no Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF) vêm contribuindo para a detecção de problemas de controle de geradores e equipamentos FACTS, para a verificação da eficácia de Sistemas Especiais de Proteção (SEP), para a obtenção de subsídios para a melhoria de processos de recomposição do sistema, para a validação de modelos de simulação e para a detecção e identificação dos modos de oscilação eletromecânica do SIN (9).

Por outro lado, embora bastante promissoras, são ainda raras as aplicações envolvendo a utilização de dados de sincrofasores no controle e proteção de sistemas de energia elétrica (*Wide Area Monitoring, Protection and Control System* – WAMPACS), especialmente quando estão envolvidos fenômenos dinâmicos que exigem ações mais rápidas, a exemplo do controle da estabilidade transitória. É precisamente neste contexto que está inserido o presente trabalho, que descreve resultados da implementação de um SEP baseado em dados de sincrofasores, destinado ao controle da estabilidade transitória no SIN. Para viabilizar os desenvolvimentos e a validação experimental de conceitos e técnicas nessa área do conhecimento, foi constituída uma plataforma experimental ambientada no simulador em escala real de tempo (RSCAD/RTDS) do ONS, contemplando equipamentos para medição, aquisição e processamento de dados de PMU e algoritmos para a tomada de decisão no contexto do controle sistêmico.

Como base para os desenvolvimentos metodológicos, foi adotado o SEP de corte de geração da UHE Belo Monte para contingências no sistema HVDC 800 kVcc, associado a esta usina, formado pelos bipolos Xingu – Estreito (4.000 MW) e Xingu – Terminal Rio (4.000 MW), em destaque (em azul) na Figura 1. Tal escolha deve-se à elevada severidade das contingências neste sistema HVDC para o desempenho dinâmico do SIN. De fato, os desligamentos intempestivos dos bipolos Xingu – Estreito (XES) e Xingu – Terminal Rio (XTR) estão entre as contingências mais severas na configuração atual do SIN, especialmente no período úmido da região Norte, que se caracteriza por elevadas transferências de potência nas interligações HVAC e HVDC com a região Sudeste. A alta severidade das citadas contingências se explica, ainda, pelo fato das estações conversoras Xingu (PA), Estreito (MG) e Terminal Rio (RJ) (500 kV) estarem contidas em um mesmo sistema síncrono. Ou seja, os bipolos são do tipo embutidos no sistema CA (*embedded HVDC*), constituindo rotas de transmissão paralelas a diversas linhas de transmissão em 500 kV (em vermelho na Figura 1). Como consequência, contingências no sistema HVDC de Belo Monte afetam a estabilidade das máquinas síncronas do SIN, podendo conduzir as máquinas da região Norte à perda de sincronismo com relação às demais máquinas do SIN, em função das acelerações/desacelerações de rotores das máquinas síncronas eletricamente mais próximas às estações conversoras.

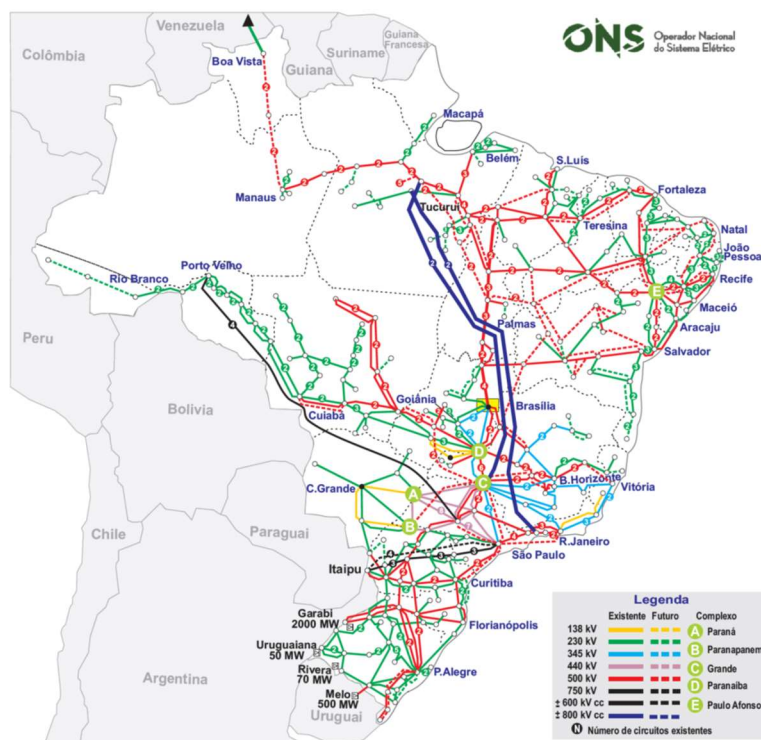


FIGURA 1 – Sistema de transmissão HVAC e HVDC do SIN.

O restante deste Informe Técnico está organizado em seções, conforme indicado a seguir. Na seção 2 é descrito o ambiente de simulação em escala real de tempo, com base em PMUs, concentrador de dados (PDC), réplicas dos controles dos elos HVDC, simulador RTDS/RSCAD e ainda o sistema equivalente elaborado no programa Organon. Na seção 3 são descritas as funções do SEP, baseado em dados de sincrofasores, concebidas considerando-se a utilização de dados de PMUs instaladas no ambiente do simulador. Os resultados e as conclusões estão apresentados nas seções 4 e 5, respectivamente.

## 2.0 AMBIENTE DE SIMULAÇÃO

No âmbito deste trabalho, o simulador RSCAD/RTDS do ONS foi preparado de forma a estabelecer um ambiente de simulação para a validação de metodologias e técnicas assim como para a avaliação da infraestrutura de medição e aquisição de dados originados em PMUs. Nos próximos itens estão descritos os principais elementos da infraestrutura de simulação implementada.

### 2.1 Sistema Equivalente do SIN elaborado no programa Organon

O ONS elaborou, inicialmente, uma representação equivalente do SIN, no formato de dados do programa Organon, com número de elementos adequados aos recursos de modelagem e simulação disponíveis no ambiente do simulador RSCAD/RTDS. A metodologia de redução de rede empregada na obtenção do sistema equivalente encontra-se descrita em (10). (10) Em relação ao sistema completo, foram mantidas usinas importantes para a dinâmica do SIN, em especial no que se refere às oscilações eletromecânicas que se verificam entre as máquinas síncronas das regiões Norte e Sudeste, frente a eventos nos bipolos XES e XTR. Outras usinas julgadas de menor importância para os fenômenos de maior interesse foram incorporadas a equivalentes dinâmicos (clusters de geração). As características gerais do sistema equivalente e sistema completo original estão apresentadas na Tabela 1.

TABELA 1 – Características gerais dos sistemas completo e equivalente

	Sistema completo	Sistema equivalente
Número de barras	6.868	247
Número de circuitos	10.003	605
Número de geradores	710	193
Número de compensadores síncronos	39	15

Equivalentes dinâmicos	-	32
------------------------	---	----

Na sequência são apresentados detalhes relevantes da composição e configuração do sistema equivalente elaborado no programa Organon, visando a implementação no simulador RSCAD/RTDS:

- Representação dos 6 bipolos HVDC e da estação conversora *back-to-back* da SE Coletora Porto Velho, com base nos parâmetros e controles constantes na base de dados do ONS para simulação de transitórios eletromecânicos;
- Carga de 85,2 GW, representada pelo modelo ZIP, com impedância constante para as parcelas ativa e reativa;
- Na região Norte: representação das UHEs Belo Monte, Tucuruí, Estreito e Lajeado e dos compensadores síncronos (CS) Marabá, Vila do Conde, Santo Antônio e Jirau;
- Nas regiões Sudeste e Centro-Oeste: representação das UHEs Serra da Mesa, Peixe Angical, Furnas, Mascarenhas de Moraes e Chavantes, das usinas termoeletricas (UTE) Angra I e Angra II, das usinas termelétricas (UTE) Norte Fluminense, Termo Rio e Baixada Fluminense e dos CSs Grajaú, Terminal Rio, Ibiúna, Tijuco Preto e Araraquara 2;
- Na região Sul, representação das seguintes usinas: UHE Itaipu 60 Hz e UHE Itaipu 50 Hz;
- Representação equivalente da Interligação Norte/Sudeste, mantendo as subestações 500 kV Imperatriz, Colinas, Miracema, Gurupi, Peixe 2, Serra da Mesa e Serra da Mesa 2;
- Representação equivalente das demais usinas do SIN, por meio de 32 equivalentes dinâmicos (clusters).

## 2.2 Aspectos da implementação do sistema equivalente no RSCAD/RTDS

Em relação ao sistema equivalente descrito anteriormente, foram feitas adaptações visando compatibilizar o modelo de simulação no formato Organon aos recursos disponíveis no simulador RSCAD/RTDS, aproveitando as potencialidades de simulações tipo *Hardware-in-the-loop* (HIL). As principais adaptações estão relacionadas a seguir:

- Sistemas de controle e proteção (C&P) dos bipolos XES e XTR representados por meio das réplicas dos cubículos fornecidos pelos agentes de transmissão BMTE e XRTE, respectivamente. Além dos controles de cada conversor, polo e bipolo, há ainda um controlador de nível hierárquico superior (controle de estação), denominado Controle Mestre. Esse sistema está implantado nos cubículos de C&P associados ao bipolo XTR, mas também recebe e envia sinais para o bipolo XES e para as UHE Belo Monte e Tucuruí. Entre as funções principais do Controle Mestre destaca-se o SEP de Belo Monte, estruturado em 6 lógicas, sendo a Lógica 3 destinada a contingências internas aos bipolos (perda de bipolo ou do último polo de um bipolo). Quando chamada a atuar, a Lógica 3 comanda a transferência de potência entre bipolos (run-up) e o corte de geração nas usinas Belo Monte (até 7 UGs) e Tucuruí (até 4 UGs);
- Bipolos associados às usinas do Madeira e à UHE Itaipu 50 Hz representados por modelo de fonte de corrente, incluindo circuitos de sincronismo, tipo *Phase Locked Loop* (PLL), visando manter constante o fator de potência das injeções nas subestações Araraquara 2 500 kV e Ibiúna 345 kV durante as oscilações do sistema;
- Representação detalhada da Interligação Norte/Sudeste.

Importante observar que o sistema equivalente concebido para o RSCAD/RTDS não utiliza equivalentes de Thévenin. De fato, fontes de tensão de frequência fixa alteram sobremaneira a resposta dinâmica do sistema elétrico, em especial quando o sistema está sujeito a contingências severas, com risco de perda de sincronismo.

## 2.3 Sistema de medição e aquisição de dados de PMU (11)

Para a implementação da função de PMU no Simulador RSCAD/RTDS foi necessária a aquisição e instalação dos componentes de hardware GTSYNC (GTSYNC Synchronization Card) e GTNETx2 (*Giga-Transceiver Network Communication Card*). A placa de sincronização GTSYNC é usada para sincronizar o passo de tempo de simulação a uma referência externa de tempo, sendo capaz de utilizar sinais de sincronização no padrão 1PPS, IEEE1588 PTP e IRIG-B demodulado.

A placa de comunicação de rede Giga-Transceiver de segunda geração (GTNETx2) fornece um link de comunicação, em tempo real, para o simulador, via Ethernet. Diferentes versões de firmware são usadas com a GTNETx2, dependendo do aplicativo. Para aplicações relacionadas à PMU, o firmware GTNET-PMU é usado. Com este firmware, a GTNETx2 fornece fluxos de dados de saída de sincrofases em conformidade com o padrão IEC/IEEE 60255-118-1. Duas opções de fluxos de dados estão disponíveis. Usando-se a primeira opção, um único firmware GTNET-PMU pode representar e fornecer saída para até oito (8) PMUs, com informações de componentes simétricos relacionadas a conjuntos de tensões e correntes trifásicas, usando conexões UDP ou TCP. A taxa de frames de cada

### 3.0 SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO BASEADO EM DADOS DE SINCRÓFASORES

Nesta seção apresentam-se os aspectos metodológicos e os resultados que serviram de insumo para a estratégia piloto do SEP baseado em sincrofasores, proposta com base em simulações dinâmicas realizadas no programa Organon. Apresenta-se, ainda, a lógica de controle sistêmico adaptada para o ambiente do simulador RSCAD/RTDS em escala real de tempo do ONS, concebida para atuação com base em dados de sincrofasores.

### 3.1 Resultados de simulação dinâmica no Organon

A ferramenta de região de segurança do programa Organon foi utilizada para a simulação das contingências em diferentes cenários, considerando variações de fluxo nas interligações CA (entre a região Norte e Sudeste) e nos despachos dos bipolos XES e XTR, tendo como base o sistema equivalente descrito na seção 2. A partir do caso base, novos pontos de operação foram obtidos realizando-se variações de despacho nos três grupos de geração: Grupo 1 – UHE Belo Monte (PA); Grupo 2 – UHE Tucuruí (PA) e Grupo 3 – Cluster 10000 (na região Sudeste). Para cada novo ponto de operação foi simulada uma lista de contingências, que considera a perda do elemento de transmissão (polo ou bipolo), com ou sem transferência de potência, seguido do desligamento de 1 a 8 unidades geradoras na UHE Belo Monte, 150 ms após o bloqueio. Esta estratégia permite estabelecer o número mínimo de unidades geradoras que precisam ser desconectadas para que o sistema se mantenha estável, para cada contingência e condição operacional das redes CA e CC. Resultados para a perda do bipolo XES com 4.000 MW, sem transferência de potência para o bipolo XTR, estão apresentados na Figura 3. Observa-se que o corte de geração conduz à expansão da região segura, uma vez que proporciona a estabilização de pontos de operação com maiores despachos de geração nos grupos 1 e 2, correspondentes a maiores fluxos nas redes CA e CC.

A Figura 4 apresenta o número de geradores selecionados para desligamento na UHE Belo Monte, na hipótese da perda do bipolo XES com despacho inicial de 4.000 MW, sem transferência de potência para o bipolo XTR. Na figura, os resultados estão relacionados ao carregamento pré-contingência na rede CA, tendo como base as seguintes grandezas: (i) Fluxo Norte – Sul (FNS) e (ii) defasagem angular entre as subestações Xingu e Estreito. O SEP atualmente implantado em campo utiliza a informação do FNS, além da potência pré-falta no bipolo sob contingência, para a tomada de decisão, ou seja, para a seleção do número de geradores a serem desconectados. No entanto, a disponibilidade de PMUs nas subestações Xingu, Estreito e Terminal Rio enseja a utilização de medidas diretas de defasagem angular como insumo para a tomada de decisão (11)(12). Tal possibilidade é de especial interesse no contexto de SEPs para controle da estabilidade pois as defasagens angulares entre tensões da rede elétrica estão fortemente relacionadas ao comportamento dinâmico dos rotores das máquinas síncronas. Deve-se observar, ainda, que os resultados já obtidos indicam que a utilização de medidas de defasagens angular em substituição ou combinadas com a medida do FNS pode agregar ganhos de seletividade para o SEP. De fato, não obstante exista sempre alguma sobreposição entre as faixas que relacionam número de máquinas e FNS ou entre aquelas que relacionam número de máquinas e defasagens angulares, tal sobreposição mostra-se menor nos casos em que as defasagens angulares são utilizadas como parâmetro para tomada de decisão, o que permitiria definir faixas de atuação potencialmente mais seletivas.

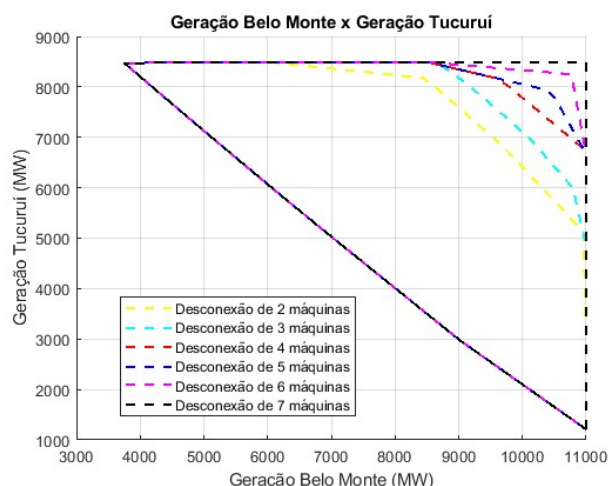


FIGURA 3 – Resultados para o bloqueio do bipolo XES com 4.000 MW (Plano G1 vs. G2).

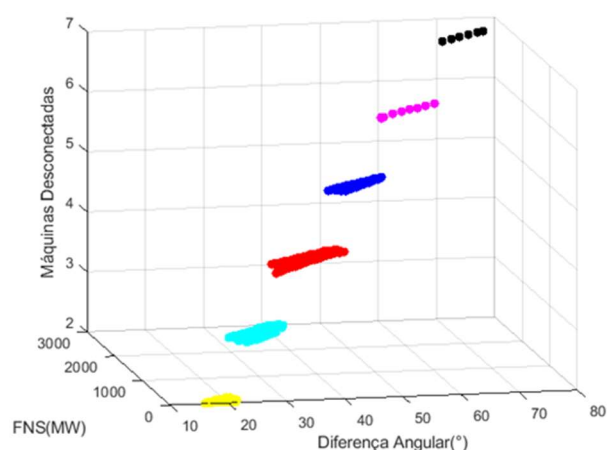


FIGURA 4 – Resultados para o bloqueio do bipolo XES com 4.000 MW (mín. UGs vs. FNS vs. def. angular).

O comportamento dinâmico do SIN frente a contingências nos bipolos XES e XTR é influenciado diretamente pelos carregamentos pré-contingência das redes CC e CA. Há, no entanto, outras variáveis que afetam o comportamento dinâmico do sistema, tais como o número de unidades geradoras em operação, entre outras. Neste contexto, a utilização da ferramenta de região de segurança permite explorar o espaço de estados com maior resolução e em menor tempo. O tratamento e a análise do grande volume de dados gerado permitem evidenciar relações e/ou sensibilidades existentes entre as diversas variáveis do sistema e as referências para a atuação de SEPs, ensejando



aplicações com base em técnicas de *machine learning*, cujo desenvolvimento está em curso. Entre os desenvolvimentos em curso, estão também sendo examinadas estratégias de controle com base em um modelo equivalente reduzido do sistema elétrico, atualizado continuamente, e em informações do comportamento dinâmico do sistema, utilizando-se PMUs do tipo P.

### 3.2 SEP-PMU implementado no ambiente do simulador RSCAD/RTDS

Com base nos resultados obtidos com a ferramenta de região de segurança do Organon, e à luz da infraestrutura disponível no simulador RSCAD/RTDS, foi proposto um arranjo para experimentação e validação experimental inicial do SEP-PMU, conforme ilustrado na Figura 5, considerando as referências de atuação para o caso de bloqueio de 2.000 MW no bipolo XES. Observe-se que Pcc corresponde ao montante de potência ativa efetivamente bloqueado.

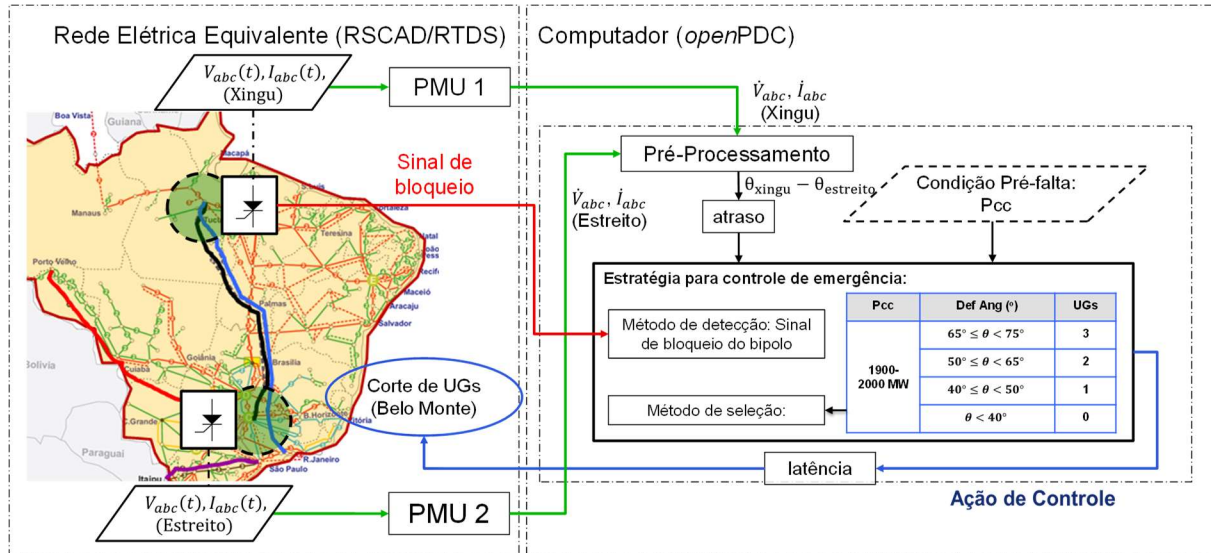


FIGURA 5 – Diagrama do SEP-PMU no ambiente RSCAD/RTDS para bloqueio de 2.000 MW no bipolo XES.

Na figura estão indicadas as PMUs tipo P que calculam os fasores de tensões e correntes referentes às estações conversoras Xingu e Estreito. Tais informações são originadas na rede elétrica simulada no ambiente RSCAD/RTDS e são enviadas ao concentrador de dados de sincrofasores (PDC). A Figura 5 ilustra uma das faixas da lógica, correspondente ao bloqueio de 1900-2000 MW no bipolo XES, perda de um único polo, diferentemente das condições ilustradas nas Figuras 3 e 4. Para cada faixa de defasagem angular, está indicado o número de unidades geradoras selecionadas para a desconexão. A defasagem angular é obtida por meio da medida direta de ângulo das PMUs que recebem dados do simulador.

Na configuração atual do ambiente de simulação, não se dispõe dos sinais de bloqueio provenientes dos cubículos de C&P no ambiente do *openPDC*. Nesse sentido, foi implementado um método de detecção de bloqueio dos bipolos XES e XTR com base nos dados das PMUs, específico para utilização no ambiente do simulador. As estratégias de controle e proteção sistêmica foram implementadas, no PDC SEP-PMU, utilizando-se um conjunto de softwares *open source* da GPA, descritos na seção 2.3. **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Os dados sincrofasoriais enviados pela placa GTNETx2 (protocolo C37.118.2-2011) são recebidos no *openPDC*, onde são calculadas outras grandezas elétricas de interesse (potências, ativa e reativa, e diferenças angulares). As medidas recebidas e grandezas calculadas são enviadas ao *openHistorian*, onde são armazenadas, e ao *openECA* usando-se o protocolo STTP (*Streaming Telemetry Transport Protocol*). No *openECA* foi implementado, utilizando-se a linguagem de programação C#, o algoritmo para a definição das ações de proteção do tipo desconexão de unidades geradoras. A função implementada analisa o comportamento da potência ativa para sintetizar os sinais que indicam bloqueios e define a ação de proteção necessária, de acordo com a defasagem angular pré-contingência, o montante de potência ativa efetivamente bloqueado e as tabelas de referência estabelecidas a partir dos estudos de simulação dinâmica *offline*.

## 4.0 RESULTADOS

Nesta seção apresentam-se resultados preliminares de validação experimental do ambiente de simulação descrito na seção anterior. Apresenta-se, inicialmente, resultados que indicam uma aderência satisfatória entre os resultados

obtidos no simulador RSCAD/RTDS e aqueles originados no Organon. Por fim, são apresentados resultados relativos à geração de sinais de controle, obtidos com base nos dados de sincrofasores e nos eventos simulados.

#### 4.1 Validação do sistema elétrico equivalente no ambiente do simulador RTDS/RSCAD

A verificação inicial foi feita para o caso base referente ao sistema elétrico equivalente do SIN, caracterizado por despacho máximo nos bipolos XES (4.000 MW) e XTR (4.000 MW) e fluxo na interligação Norte – Sul (FNS) de 1.600 MW. A verificação das condições de regime permanente pré-contingência nos dois ambientes de simulação (RSCAD/RTDS e Organon) indicou uma aderência satisfatória, especialmente se consideradas as dimensões do sistema equivalente modelado. Como exemplo, as seguintes defasagens angulares foram obtidas:

- Entre as barras de 500 kV Xingu e Estreito: 54,4° (Organon) vs. 53,7-56,2° (RSCAD/RTDS);
- Entre as barras de 500 kV Xingu e T. Rio: 77,8° (Organon) vs. 77,0-80,8° (RSCAD/RTDS).

Em relação à estabilidade transitória, foram registradas diferenças aceitáveis entre as amplitudes das defasagens angulares na primeira oscilação (valor máximo – valor inicial), registradas no RSCAD/RTDS e Organon, para os casos estáveis examinados, conforme ilustrado na Tabela 2. Observa-se que o desempenho na primeira oscilação é de especial interesse no contexto dos desenvolvimentos do SEP-PMU, uma vez que o SEP de Belo Monte trata, especialmente, do controle da estabilidade transitória das unidades geradoras da região Norte em relação às demais unidades do SIN.

TABELA 2 – Amplitudes das defasagens angulares na primeira oscilação (valor máximo – valor mínimo), verificadas no RSCAD/RTDS e no Organon

Contingência	$\Delta$ dif. ang. RTDS (°)		$\Delta$ dif. ang. Organon (°)	
	XES	XTR	XES	XTR
Bloqueio de 2000 MW XES + Corte de 1 UG Belo Monte	instável	instável	86,8 *	92,6 *
Bloqueio de 2000 MW XES + Corte de 2 UG Belo Monte	50,2	49,3	52,7	52,9
Bloqueio de 4000 MW XES + Corte de 5 UG Belo Monte	instável	instável	instável	instável
Bloqueio de 4000 MW XES + Corte de 6 UG Belo Monte	60,0	54,8	67,6	63,2
Bloqueio de 2000 MW XTR + Corte de 2 UG Belo Monte	39,5	54,5	36,6	51,5
Bloqueio de 2000 MW XTR + Corte de 3 UG Belo Monte	10,3	21,5	7,9	19,2
Bloqueio de 4000 MW XTR + Corte de 5 UG Belo Monte	instável	instável	51,6 *	82,0 *
Bloqueio de 4000 MW XTR + Corte de 6 UG Belo Monte	31,7	59,9	31,5	58,7
Obs.: Todos os cortes de geração foram realizados em 150 ms após o bloqueio.				

\* Casos estáveis no Organon, mas com severas excursões de tensão e ângulo.

#### 4.2 Validação Experimental de Ações de Controle

A estrutura geral do arranjo para experimentação e validação inicial do SEP-PMU, ilustrado na Figura 5, cobre contingências nos polos e bipolos XES e XTR, considerando perdas de 2.000 e 4.000 MW. Tais arranjos foram, então, implementados no Concentrador de Dados (PDC), usando-se a infraestrutura de softwares de código aberto, *openPDC*, *openHistorian* e *openECA*, mencionados na seção 2.3 do presente trabalho. Adicionalmente, foi concebida e implementada, no PDC, uma interface (dashboard) de visualização das simulações de eventos e atuação de SEP baseado em dados de PMU, ilustrada na Figura 6. A parte superior esquerda é composta por sinalizadores do estado de cada um dos quatro eventos de simulação implementados, bem como o número de máquinas selecionadas para a desconexão. A parte superior direita é composta por sinalizadores do estado de cada uma das máquinas selecionadas para a desconexão. A parte inferior da interface foi destinada à representação da evolução no tempo da potência ativa de cada polo, das defasagens angulares entre os fasores das tensões de sequência positiva, medidas nos terminais Estreito e Xingu, em relação ao termal Xingu, e de dois sinais de controle gerados pelas funções de controle implementadas. O primeiro, na forma de um pulso, indica o instante de tempo em que foi detectado um bloqueio e, o segundo, usado para representar o sinal de *trip* para a desconexão das unidades geradoras. No caso específico da Figura 6, estão representadas as ações do SEP para a desconexão de duas unidades de geração em Belo Monte, definidas para o caso do bloqueio de um polo do bipolo XES (perda de 2.000 MW), nas condições de operação simuladas.



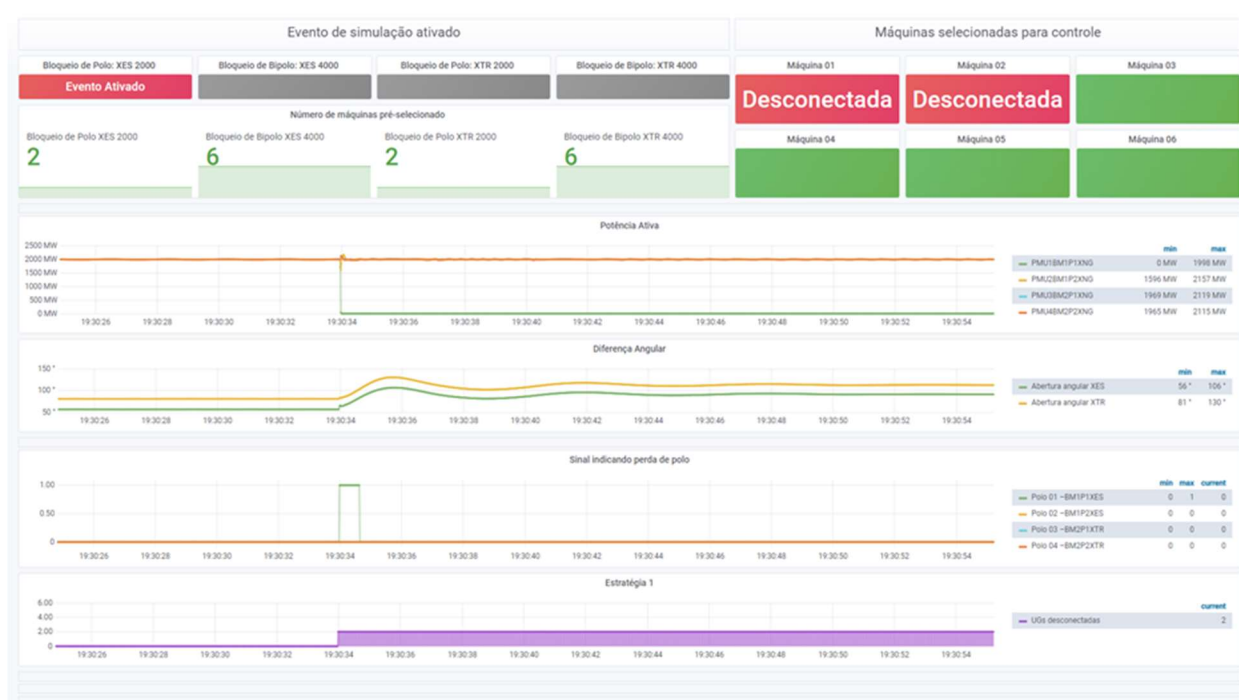


FIGURA 6 – Interface de visualização das simulações de eventos e atuação de SEP baseado em dados de PMU.

## 5.0 CONCLUSÕES

Este trabalho descreve resultados obtidos no contexto da ação de cooperação técnico-científica estabelecida entre ONS e UFSC/Unicamp, por meio da qual foi estruturado um projeto piloto para o desenvolvimento de metodologias e aplicações de controle e proteção sistêmica para o SIN, utilizando-se dados de sincrofasores. Para tais desenvolvimentos foi concebida uma plataforma de aquisição e processamento de dados em tempo real, destinada à validação experimental de conceitos e técnicas relativas a aplicações da tecnologia de sincrofasores em SEPs (WAMPACS). Em especial investiga-se a concepção e validação de funções de controle e proteção sistêmica, considerando a configuração atual do SIN com múltiplos elos de corrente contínua (HVDC) operando em configuração multi-infeed.

Como base para os desenvolvimentos metodológicos foi escolhido o sistema de transmissão HVDC associado à UHE Belo Monte, cujas contingências apresentam alta severidade em relação ao desempenho dinâmico do SIN. A utilização da ferramenta de região de segurança do Organon foi utilizada para a concepção das primeiras funções de controle sistêmico, considerando a utilização de dados de sincrofasores como insumos para a tomada de decisão. Resultados obtidos nessa fase indicam que a utilização de defasagens angulares como insumo adicional para o SEP de corte de geração na UHE Belo Monte poderia resultar em potenciais ganhos de seletividade que podem vir a ser explorados em futuras aplicações.

Na primeira etapa do projeto, cujos resultados estão descritos neste IT, as funções de decisão incluídas no SEP desenvolvida foram implantadas no ambiente de simulação em escala real de tempo, formado por RSCAD/RTDS, PMUs e PDC, tendo sido concluída a fase inicial de validação experimental. Neste contexto, resultados já obtidos indicam que os tempos envolvidos (latências) na aquisição e no processamento dos dados de PMUs tipo P mostram-se compatíveis com aplicações de controle sistêmico, mesmo considerando fenômenos dinâmicos de alta severidade, tais como contingências em bipolos associados à UHE Belo Monte.

Adicionalmente, o ONS está trabalhando em conjunto com as transmissoras BMTE e XRTE para que esteja disponível uma infraestrutura de campo, com base em PMUs tipo P e PDCs, destinada à validação experimental de conceitos e metodologias relacionadas à aplicação de dados de sincrofasores em SEPs.

Ressalta-se, por fim, que o projeto piloto de aplicação da tecnologia de PMU em SEPs constitui uma excelente oportunidade para que o ONS possa colher resultados e informações que permitam estabelecer requisitos e diretrizes sólidas para a concepção, implantação e testes de SEP que venham a utilizar esta tecnologia no futuro.

## 6.0 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as valiosas contribuições da equipe do simulador RSCAD/RTDS do ONS (em especial, aos engenheiros Henildo de Barros e João José de Oliveira) e dos bolsistas de pesquisa da UFSC/Unicamp/INESC P&D Brasil (em especial, Bryan Ambrósio, Raul Bernardo, Igor Ulisses, Victor Freiria e Igor Wilk).

## 7.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Massoud Amin, A. M. Annaswamy, C. L. Demarco, T. Samad, "IEEE Vision for Smart Grid Controls: 2030 and Beyond Reference Model," pp. 1–10, 2013.
- (2) D. M. Falcão, "Smart Grids E Microredes: O Futuro Já É Presente," VIII Simpase, pp. 1–11, 2009.
- (3) NASPI, "Renewables Integration with Synchrophasors," Relatório Técnico. Denver, 2012.
- (4) E. Salgado et al., "Medidas de Curto Prazo para Aumento da Segurança do Sistema Elétrico e Principais Aspectos dos Relatórios Elaborados por Especialistas Internacionais," in SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, 1999.
- (5) P. Gomes, "O Blecaute de 11/10/2009 e seus Futuros Reflexos no Planejamento, Operação e Recomposição do Sistema Interligado Nacional," in Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica XXI, 2019, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699.
- (6) I. Decker, A. Silva, M. Agostini, F. Prioste, B. Mayer, D. Dotta, "Experience and applications of phasor measurements to the Brazilian interconnected power system," Int. Trans. Electr. energy Syst., vol. 20, no. December 2010, pp. 1–6, 2013.
- (7) I. C. Decker, D. Dotta, M. N. Agostini, A. S. Silva, B. Meyer, S. L. Zimath, "Installation and monitoring experiences of the first synchronized measurement system in the Brazilian national grid", 2008 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. T D-LA, pp. 1–7, 2008.
- (8) I. C. Decker, M. N. Agostini, A. S. E Silva, D. Dotta, "Monitoring of a large scale event in the Brazilian power system by WAMS", 2010 IREP Symp. - Bulk Power Syst. Dyn. Control - VIII, IREP2010, 2010.
- (9) R. Leandro, A. S. Silva, I. Decker, M. Agostini (2015), "Identification of the oscillation modes of a large power system using ambient data", Journal of Control, Automation and Electrical Systems, 26(4), 441–453.
- (10) J. L. Jardim e A. M. L. Da Silva, "A methodology for computing robust dynamic equivalents of large power systems", Electric Power Systems Research, vol. 143, pp. 513-521, Fevereiro 2017.
- (11) S. Mantuano Filho et al., "Aplicação Piloto de Sincrofasores em Sistemas Especiais de Proteção", aceito para apresentação no XV Seminário Técnico de Proteção e Controle (XV STPC), 2021.
- (12) A. A. Nohara, A. F. C. Aquino, S. L. A. Sardinha, A. G. Massaud, R. D. O. Fernandes, "Melhoria do desempenho dinâmico do SIN através das funções de estabilidade do primeiro bipolo de corrente contínua de Belo Monte", In: XXIV SNTPEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2017, Curitiba. XXIV SNTPEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2017.

## DADOS BIOGRÁFICOS



**Salvatore M. Filho** é graduado em Engenharia Elétrica pelo Instituto Militar de Engenharia (1978), pós-graduação em Processamento de Sinais Digitais pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1987). Desde 2014 trabalha no ONS (Operador Nacional do Sistema). Suas áreas principais de interesse são proteção de sistemas elétricos, SEPs e medição sincrofásorial.

(2) **Suelaine dos Santos Diniz** é graduada em Engenharia Eletrônica e Engenharia Telecomunicações pela Universidade Gama Filho (1994), com mestrado em Engenharia Elétrica pelo IME/RJ (1997). Desde 2008 trabalha no ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) como Engenheira de Sistema de Potência - ONS. Tem experiência em consolidação das previsões de carga para os estudos elétricos, em desenvolvimento de software, em perturbação, em medição sincrofásorial e oscilografia de curta duração, utilização e implementação de redes neurais e técnicas de processamento de sinais.

(3) **Anderson Rotay Gaspar** é nascido no Rio de Janeiro/RJ em 11/08/1981. Possui graduação em Engenharia Elétrica (2005) pela Universidade Federal Fluminense, especialização em Proteção de Sistemas Elétricos (2007) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e especialização em Sistemas de Energia Elétrica CESE (2008) pela Universidade Federal de Itajubá. Desde 2003 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, atuando hoje na Gerência de Engenharia Sul, em Florianópolis/SC.

(4) **Amélia Yukie Takahata** é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1987), mestrado em Sistemas de Potência pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (1991) e doutorado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2008). Desde 2003 trabalha no ONS (Operador Nacional do Sistema). Suas áreas principais de interesse são HVDC, SEP/PMU, Simulação em Escala Real de Tempo, Equivalente Dinâmico, Simulação em Regime Permanente, Simulação Transitória e Dinâmica."

(5) **Alex de Castro**, brasileiro, nascido no RJ em 1965, engenheiro eletrônico pela UFRJ(1994) - Trabalha no ONS desde 2010 lotado na EGI/DPL. Áreas de atuação: modelagem de redes de sistemas de potência utilizando ferramentas off-line (PSCAD) e simuladores em tempo real (RTDS / RSCAD) e operando as réplicas dos seguintes fabricantes: ABB, ALSTOM, SIEMENS e NARI. Trabalhou no CEPEL de 1994 a 2010 como pesquisador desenvolvendo software nos seguintes temas: redução de modelo, análise modal, estabilidade de pequenos sinais, interface gráfica de usuário.

(6) **Maria Jose da Cunha Ximenes** formada como Engenheiro Elétrico pela Faculdade de Engenharia Veiga de Almeida, em 1981. Tem trabalhado na área de transmissão de energia elétrica associado a sistemas de Corrente Contínua e do planejamento da Transmissão desde 1981. Engenheira do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS desde 1999.

(7) **Ildemar Cassana Decker** é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Católica de Pelotas (1979), mestre (1984) e doutor em Sistemas de Energia Elétrica (1993) pela Universidade Federal de Santa Catarina e pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, respectivamente. Desde 1985 é professor do Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica da Universidade Federal de Santa Catarina, onde atua também como pesquisador e coordenador em diversos projetos de P & D, com ênfase no Projeto MedFasee. Suas áreas principais de interesse são análise e controle de sistemas de energia elétrica e o desenvolvimento de aplicações de PMU.

(8) **Antonio Felipe da Cunha de Aquino** concluiu o curso de graduação em engenharia elétrica pela UFRJ em 1999 e o mestrado e o doutorado em engenharia elétrica pela COPPE/UFRJ em 2000 e 2012, respectivamente. Entre os anos 2000 e 2019 trabalhou no ONS. Foi relator coordenador do Grupo de Estudo de Geração Eólica, Solar e Armazenamento do XXV SNPTTEE. Atualmente é professor adjunto da UFSC, lotado no Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica. Suas áreas de maior interesse técnico são a dinâmica e o controle de sistemas de potência.

(9) **Diego Issicaba** possui o título de doutor em sistemas sustentáveis de energia (2013) pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (Portugal), no âmbito do programa doutoral MIT Portugal, sob acolhimento do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto (INESC Porto). Possui o título de graduação (2006) e mestre (2008) em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Atualmente é Professor do Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica (EEL) da UFSC. Suas áreas principais de interesse são redes inteligentes, WAMS, sistemas multi-agentes, confiabilidade.

(10) **Daniel Dotta** possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2000) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2009). De 2006 a 2015 foi professor do Departamento de Eletrotécnica do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) - Campus Florianópolis. Entre 2011-2013 e 2018-2019 realizou sabático no Rensselaer Polytechnic Institute (RPI) - Troy/NY. Atualmente é professor assistente da Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP onde lidera o grupo de pesquisa na área de controle e operação de SEE.

(11) **Guido Rossetto Moraes** concluiu graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2013 e 2015, respectivamente), e doutorado em Engenharia Elétrica pelo Politecnico di Milano (2019). Atua como estagiário de pós-doutorado no LabPlan (UFSC) desde 2020. Suas áreas de interesse são modelagem, simulação e estimação de parâmetros de sistemas de potência.