



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

GAT 16
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GAT

MELHORIA DE SEGURANÇA DINÂMICA EM TEMPO REAL BASEADA EM GRANDEZAS FASORIAIS SINCRONIZADAS: PROPOSTA E DESAFIOS TECNOLÓGICOS

Arlan Luiz Bettiol *

Sérgio Luiz Zimath

FACULDADE SATC

REASON TECNOLOGIA S.A.

RESUMO

O artigo apresenta a proposta de um esquema de emergência para o controle de estabilidade transitória baseado no uso do Método SIME Corretivo e de sincrofasores disponibilizados continuamente em tempo real por um sistema de medição fasorial sincronizada.

A monitoração das diferenças angulares relativas entre os diversos geradores durante a evolução de grandes distúrbios em sistemas de energia elétrica interligados é efetuada através da antecipação, projeção e extrapolação da curva potência x ângulo (curva P- δ) do conjunto de geradores críticos associados à perturbação. É utilizado o corte progressivo de geração (*Generation Shedding*) como ação de controle emergencial, de modo a evitar a perda de sincronismo entre os geradores e a conseqüente degradação da operação do sistema de energia elétrica.

O artigo abrange os aspectos metodológicos para a implementação do método SIME Corretivo, sendo apresentado um exemplo numérico que ilustra a monitoração da estabilidade transitória em tempo real dos sistemas de geração e transmissão de 750 kV associados à UHE Itaipu. Adicionalmente, o artigo comenta os principais desafios tecnológicos a serem atendidos para a efetiva implementação do esquema de controle proposto em sistemas elétricos de grande porte.

PALAVRAS-CHAVE

Controle de Emergência, Estabilidade Transitória, Método SIME, PMU, Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada.

1.0 - NOTAÇÃO

δ , ω , γ (ângulo, velocidade e aceleração do OMIB); P_e , P_m , P_a (potência elétrica, mecânica e acelerante do OMIB); M (coeficiente de inércia do OMIB); X (número de geradores do conjunto de máquinas síncronas a serem desconectados pela ação de controle); η = margem de estabilidade transitória; Δt (taxa de atualização das grandezas fasoriais (por exemplo, 1 fasor / ciclo)); t_e (instante de tempo onde ocorre a eliminação da perturbação - início da configuração pós-falta); t_i (instante de tempo para o qual a margem de estabilidade do SEE é prevista); t_d (atraso de tempo entre t_i e o instante de tempo onde a ação de controle é aplicada no(s) gerador(es) do SEE. É composto da soma de 3 tempos: t_{d1} - tempo de recepção das medidas fasoriais, t_{d2} - tempo de transmissão da ordem de início da ação de controle sobre o(s) gerador(es) e t_{d3} - tempo necessário para o início da ação de controle); t_u (instante de tempo previsto para a perda de estabilidade transitória); $\delta_u = \delta(t_u)$; $\delta_e = \delta(t_e)$; $\delta_i = \delta(t_i)$; C (índice dos parâmetros relativos ao SEE sob controle (ou seja, após o início da ação de controle)); OR (índice dos parâmetros relativos ao SEE original (ou seja, antes do início da ação de controle)).

2.0 - INTRODUÇÃO

A Melhoria de Segurança Dinâmica (MSD), em especial aquela concernente à monitoração dos fenômenos elétricos associados à estabilidade transitória, é de reconhecida importância para a operação segura e confiável dos complexos Sistemas de Energia Elétrica (SEE) interligados de grande porte. A tendência de operação destes SEE em patamares cada vez mais próximos aos máximos limites operativos, a qual se tornou mais evidente após a desregulamentação do setor elétrico, evidencia a necessidade da concepção, desenvolvimento e aperfeiçoamento de ferramentas computacionais mais eficientes e sofisticadas para a MSD (1,2,4).

Existem diversos métodos de MSD em modo preventivo na literatura técnica, sendo que alguns esquemas de controle já se encontram implementados em empresas de energia elétrica, como na EdF (*Electricité de France*), Hydro-Québec e BPA (*Bonneville Power Administration*) (3). No entanto, são ainda poucos os métodos de MSD em modo corretivo (também denominado emergencial) citados na literatura ou implementados (1,3).

A maior dificuldade inerente à eficácia dos métodos de MSD em modo corretivo para a detecção de instabilidade transitória é que a ação de controle proposta (em geral, redespacho de geração em unidades térmicas com sistema de *fast valving* ou corte de geração em unidades hidráulicas) deve ser aplicada durante a evolução do fenômeno de perda de sincronismo entre os geradores, o qual ocorre em um curto período de tempo de poucas centenas de milissegundos. Desta forma, a ação de controle deve ser tão rápida e precisa quanto possível, restrição esta que torna tais métodos tão desafiadores tanto dos pontos de vista metodológico e tecnológico. O método SIME Corretivo, uma variante do método híbrido SIME (*Single Equivalent Machine*), é capaz de monitorar o mecanismo de perda de estabilidade transitória, desde que as grandezas necessárias a sua implementação estejam disponibilizadas em uma escala de tempo muito próxima do tempo real (1,2,4). Uma descrição bem detalhada dos métodos SIME Corretivo e SIME Preventivo pode ser encontrada nas referências (1) e (2), respectivamente.

O método de MSD com controle corretivo proposto neste trabalho baseia-se na monitoração, em tempo real, das diferenças angulares relativas entre os geradores durante grandes perturbações nos SEE. Através dos fasores sincronizados (comumente denominados sincrofasores) de corrente e tensão, os quais são adquiridos a uma determinada taxa por unidades de medição fasorial instaladas em geradores e processados em tempo real por um concentrador de dados, a monitoração do comportamento do SEE é efetuada através da projeção e extrapolação da curva potência acelerante \times ângulo (curva P- δ) associada ao conjunto de geradores críticos durante a evolução da perturbação. Se a eminente perda de sincronismo é detectada durante a evolução da perturbação, o método determina o grau de instabilidade da perturbação, o(s) gerador(es) crítico(s) e, a partir do cálculo da margem de segurança, antecipa a ação de controle (neste caso, corte progressivo de geração – *Generation Rescheduling*) em tempo de se evitar a perda de estabilidade do(s) gerador(es) e a degradação da operação do SEE (1).

O método proposto apresenta duas importantes vantagens. A primeira é que a monitoração da estabilidade transitória é baseada nas reais e atuais condições operacionais do SEE em um determinado instante, “retrato” este fornecido em tempo real pelos sincrofasores. Assim, a generalização do método permite sua independência em relação à configuração topológica do sistema no instante da perturbação, aos diversos tipos de contingências e à modelagem matemática adotada para os diversos componentes do sistema (geradores, linhas de transmissão, carga, sistemas de controle, etc.). A segunda vantagem é que a abordagem possibilita a adoção de ações corretivas em pontos mais eficazes para a mitigação do problema sob análise (ou seja, a perda de estabilidade transitória), pois nem sempre os pontos com melhor observabilidade do fenômeno coincide com os pontos de maior eficácia para a adoção de ações de controle (1,2). Pelo fato do método proposto ser aplicável em SEE de grande porte abrangendo grandes distâncias geográficas, o advento da tecnologia de sistemas de aquisição de fasores sincronizados torna hoje possível o uso deste tipo de controle corretivo.

A estrutura do artigo é organizada da seguinte maneira. A Seção 3 descreve, de uma forma bastante simplificada, os principais componentes dos sistemas de medição fasorial sincronizada. Os princípios de implementação do método SIME Corretivo a partir das disponibilização de grandezas fasoriais sincronizadas é apresentado na Seção 4. Um exemplo ilustrativo de monitoração da estabilidade transitória em tempo real dos sistemas de geração e transmissão de 750 kV associados à UHE Itaipu é apresentado na Seção 5. Finalmente, as principais conclusões do artigo são mostradas na Seção 6.

3.0 - SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

Os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS), também conhecidos como *Wide Area Measurement Systems* (WAMS), são constituídos essencialmente por unidades de medição fasorial (PMU – *Phasor Measurement Units*) conectadas a um concentrador de dados (PDC – *Phasor Data Concentrator*) e por rotinas computacionais executadas em tempo real ou nos modos *on-line* e *off-line* (3,5).

As PMUs são responsáveis pela aquisição, cálculo e transmissão dos sincrofasores, funções estas realizadas através de amostragens de tensão e corrente sincronizadas com a referência de tempo do sistema GPS (*Global*

Positioning System). As grandezas amostradas são processadas usando algoritmos similares à Transformada Discreta de Fourier (*DFT - Discrete Fourier Transform*), porém com uma correção complementar quando a frequência do SEE está fora do nominal (minimizando-se, desta forma, o problema de vazamento espectral) e formatadas em *frames* de dados. Como cada PMU possui um receptor de GPS para a sincronização da aquisição de tensão e corrente, todos os ângulos dos fasores medidos pelas PMUs no SEE sob monitoração estão relacionados sob a mesma referência de tempo. Os dados disponibilizados pelas PMUs são continuamente enviados ao PDC usando protocolo de comunicação tipo TCP/IP ou UDP/IP (3).

O PDC é responsável pela recepção dos sincrofasores enviados de forma contínua pelas PMUs, armazenamento das grandezas em uma base de dados própria, manipulação de eventuais erros de transmissão ou perda de links, suporte para aplicações *on-line* e *off-line* de monitoração e controle em tempo real. A base de dados é um processo independente no PDC, sendo acessada por rotinas específicas de armazenamento e gerenciamento (3).

Atualmente, as principais aplicações de sincrofasores na área de monitoração de SEE estão relacionadas com a monitoração em tempo real (visualização dos fasores e esquemas especiais de controle de emergência), em modo *on-line* (localização de faltas em linhas de transmissão) e em modo *off-line* (histórico de dados e análise *post-mortem*). No Brasil, o Projeto MEDFASEE, envolvendo a Reason Tecnologia S.A. e a Universidade Federal de Santa Catarina, foi pioneiro no desenvolvimento e implementação de um protótipo de SMFS (3). Neste momento, vários aperfeiçoamentos estão sendo implementados no protótipo desenvolvido e algumas aplicações em SEE existentes já estão em fase de pesquisa ou execução.

A disseminação da tecnologia de SMFS no Brasil está sendo consolidada com a implantação destes sistemas em vários pontos do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob recomendação do Operador Nacional do Sistema (ONS). A disponibilização e popularização desta tecnologia viabilizam, desde já, propostas para a implantação de sofisticados esquemas de controle de emergência focados na detecção e controle de fenômenos de rápida dinâmica (tipicamente até 500 ms), como, por exemplo, aqueles relacionados à perda de estabilidade transitória.

4.0 - MÉTODO SIME CORRETIVO BASEADO EM GRANDEZAS FASORIAIS SINCRONIZADAS

4.1 Definição do Problema

O controle de emergência proposto pelo método SIME Corretivo é baseado em grandezas fasoriais dos geradores disponibilizadas em tempo real durante a evolução do distúrbio no SEE, como pode ser visto de forma esquemática na Figura 1. A partir das grandezas fasoriais disponibilizadas pelo SMFS, o método detecta a eminente perda de estabilidade transitória em um determinado instante de tempo à frente, tão logo ela seja prevista. Desta maneira, a detecção antecipada permite, caso ainda seja possível, a adoção de ações de controle rápidas (como o corte de geração), de modo a se evitar a perda de estabilidade transitória. Em outras palavras, o método age em modo corretivo durante a evolução do fenômeno de perda de estabilidade (1).

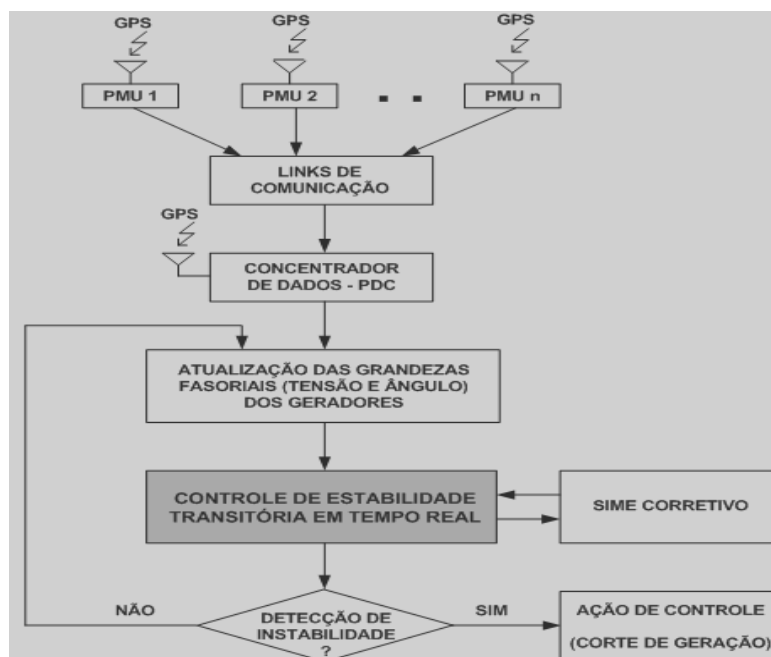


FIGURA 1 – Estrutura do esquema proposto para o controle de estabilidade transitória

4.2 Algoritmo de Detecção de Perda de Estabilidade Transitória em Tempo Real

Para a monitoração do SEE em tempo real, o método SIME Corretivo transforma as grandezas fasoriais provenientes dos geradores e disponibilizadas pelo SMFS em um sistema equivalente máquina – barra infinita (OMIB – *One Machine Infinite Bus*) e, em seguida, aplica o Critério de Áreas Iguais (EAC – *Equal Area Criterion*) para a análise de estabilidade transitória e cálculo da margem de segurança (1).

O método detecta a perda de estabilidade do SEE na configuração pós-falta (ou seja, logo após a eliminação da perturbação pelos sistemas de proteção) usando as grandezas fasoriais dos geradores que compõem o esquema de controle em sucessivos instantes de tempo Δt (por exemplo, 1 amostra por ciclo). Desta forma, a cada instante de tempo Δt , a análise do OMIB associado à perturbação é efetuada para verificar se os geradores do SEE atingirão um novo ponto de equilíbrio pós-falta ou se o processo de perda de estabilidade já foi acionado em um determinado instante de tempo à frente (Figura 2). Desta forma, a análise do OMIB é baseada na previsão da curva potência acelerante x ângulo (curva $P_a - \alpha$) do(s) gerador(es) que te(ê)m seu(s) ângulo(s) da(s) tensão(ões) terminais¹ continuamente avançado(s) (perda de estabilidade por aceleração) ou atrasados (perda de estabilidade por desaceleração), de seu ângulo instável (δ_u) e da sua margem de estabilidade (η).

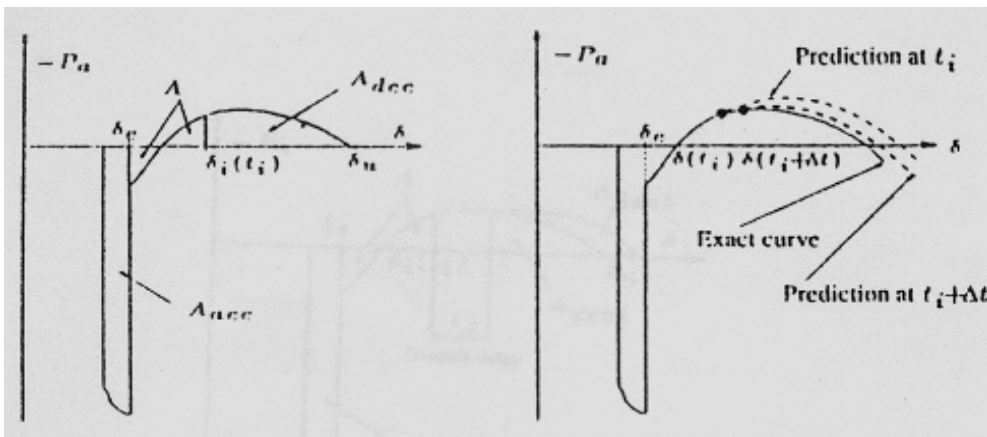


FIGURA 2 – Técnica para a previsão da curva $P_a - \alpha$ do OMIB candidato

O algoritmo utilizado pelo método SIME Corretivo para o controle de estabilidade transitória em tempo real utilizando as grandezas fasoriais dos geradores do SEE disponibilizadas pelo SMFS é descrito nos passos abaixo.

Passo 1: Em um determinado instante t_i ($t_i \geq t_e + 2\Delta t$) logo após a eliminação da perturbação pelo sistema de proteção no instante t_e , considerar as grandezas fasoriais recebidas nos instantes precedentes $t_i - 2\Delta t$ e $t_i - \Delta t$. Utilizando modelagem baseada em expansão em séries de Taylor, estimar os ângulos dos geradores do SEE em um determinado instante de tempo à frente no tempo (por exemplo, 100 ms). Ordenar estes ângulos em ordem decrescente e considerar como geradores críticos (CM – *Critical Machines*) candidatos aqueles geradores mais avançados ou mais atrasados em relação aos demais geradores e que tenham uma diferença angular (*gap*) acima de um determinado valor (por exemplo, 90°).

Passo 2: Construir o OMIB correspondente e determinar seus parâmetros típicos (δ , ω , γ e P_a), a partir da disponibilização em tempo real das grandezas fasoriais dos geradores incluídos no esquema de controle proposto, nos instantes $t_i - 2\Delta t$, $t_i - \Delta t$ e t_i . A partir destas grandezas, estimar a curva $P_a - \delta$ (Figura 2) através da resolução da expressão (1) abaixo. Os coeficientes a , b e c nesta expressão são calculados a partir das grandezas fasoriais nos instantes de tempo $t_i - 2\Delta t$, $t_i - \Delta t$ e t_i . Considera-se, neste caso, que os coeficientes de inércia (M) dos geradores e do OMIB são conhecidos a partir da base de dados de operação (constantes de inércia dos geradores e número de geradores despachados no SEE no instante de avaliação).

$$P_a(\delta) \approx a\delta^2 + b\delta + c \quad (1)$$

Passo 3: Após a resolução da expressão (1), determinar $\delta_u > \delta(t_i)$ de forma que

$$P_a(\delta_u) = 0 \quad \text{e} \quad \dot{P}_a(\delta_u) > 0 \quad (2)$$

Passo 4: Calcular a área desacelerante A_{dec2} (Figura 3) e a margem de estabilidade η através das expressões (3).

¹ Em geral, as PMUs instaladas em unidades geradoras medem somente as grandezas fasoriais (módulo e ângulo) associadas às tensões e correntes terminais das máquinas síncronas. No entanto, através dos valores instantâneos de tensão e corrente e da modelagem matemática associadas aos geradores, os valores dos ângulos das tensões internas podem ser obtidos a partir da medição das grandezas fasoriais externas.

$$A_{dec2} = - \int_{\delta(t_i)}^{\delta_u} P_a d\delta \quad \text{e} \quad \eta = A_{dec2} - \frac{1}{2} M \omega^2(t_i) . \quad (3)$$

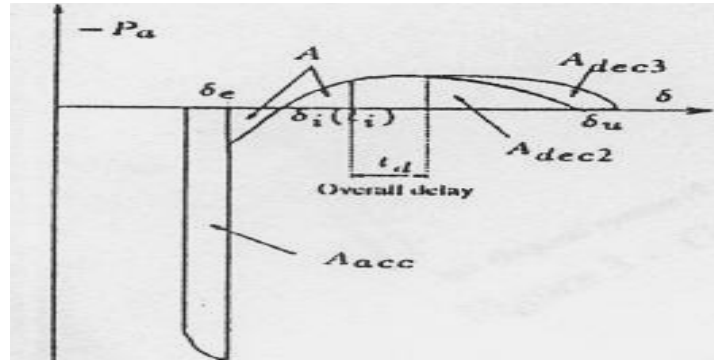


FIGURA 3 – Princípio do controle de emergência pelo método SIME Corretivo

Passo 5: Se a margem de estabilidade η é negativa, a instabilidade do SEE é detectada em um determinado instante de tempo à frente, indicando a necessidade do uso emergencial de ações de controle rápidas (como, por exemplo, o corte de geração).

Passo 6: Através do desenvolvimento em expansão por séries de Taylor, calcular de forma aproximada o tempo necessário para a perda de estabilidade t_u (ou seja, o tempo necessário para que o OMIB atinja o ângulo δ_u) a partir da expressão (4).

$$\delta_u \approx \delta(t_i) + \omega(t_i).t_u + \frac{1}{2} \gamma(t_i).t_u^2 . \quad (4)$$

Passo 7: A partir das novas grandezas fasoriais recebidas no instante t_{i+1} ($t_{i+1} = t_i + \Delta t$), voltar ao Passo 1.

Observações:

1. O esquema de controle proposto supõe que as variáveis elétricas de unidades geradoras individuais podem ser obtidas por PMU localizadas em cada central de geração, onde são calculados os ângulos, velocidades e acelerações dos geradores.
2. O tempo computacional necessário para a execução do esquema de controle proposto em cada instante de tempo é muito pequeno, requerendo somente frações de milissegundos.
3. Pode acontecer que o OMIB candidato identificado no instante t_u não seja necessariamente o OMIB crítico. No entanto, este OMIB candidato geralmente contém parte do conjunto de geradores mais severamente afetados pelo distúrbio, sobre os quais a adoção de ações de controle contribuirá para o processo de estabilização do SEE.

4.3 Definição de Ações de Controle de Emergência

Após a detecção da margem de segurança negativa em um determinado instante de tempo logo à frente, a qual indica a perda de estabilidade do OMIB, a questão a ser resolvida a seguir é a referente às ações de controle a serem tomadas na tentativa de estabilização do SEE.

Através da Figura 3 acima, percebe-se que a condição de equilíbrio entre as áreas acelerante e desacelerante para a estabilização do SEE pode ser satisfeita com o aumento da área desacelerante A_{dec2} , de forma que a expressão (5) seja satisfeita

$$A_{dec3} + A_{dec2} = \frac{1}{2} M \omega_i^2 . \quad (5)$$

A completa estabilização do SEE é sugerida pela expressão (6)

$$A_{dec3} > \frac{1}{2} M \omega_i^2 - A_{dec2} . \quad (6)$$

Como em situações reais existirá sempre um atraso de tempo entre a detecção da instabilidade e o início da ação de controle (tempo t_d na Figura 3), quanto maior for este atraso de tempo, maior deverá ser o tamanho da ação de controle a ser adotada (neste caso, o montante de geração a ser desconectada).

4.4 Ações de Controle de Emergência Tipo Corte de Geração

Os geradores a serem desconectados são escolhidos dentre os geradores incluídos no conjunto de máquinas críticas. O problema consiste em se determinar o montante de geração a ser reduzida (em MW) e o número de geradores a serem desconectados (em unidades), de modo a aumentar a área desacelerante da Figura 3 e, através desta ação de controle, iniciar o processo de estabilização do SEE.

Para a determinação do montante de corte de geração a ser efetuada e do número de geradores a serem incluídos na ação de controle (número inteiro X), a margem de estabilidade é ajustada em termos do número de geradores do OMIB a serem desconectados. O desenvolvimento matemático completo destas expressões é comentado em detalhes na referência (1) e resulta na expressão (7).

$$X \leq \frac{\int_{\delta}^{\delta_{\text{nor}}} \frac{P_{e\text{Cor}}}{M_{\text{Cor}}} d\delta}{\int_{\delta}^{\delta_{\text{nor}}} \frac{P_{e\text{Cor}}}{M_{\text{Cor}}} d\delta - \frac{\eta_{\text{or}}}{M_{\text{or}}}} \quad (7)$$

Após o início da ação de controle é importante prosseguir o processo de monitoração da estabilidade transitória do OMIB, de modo que o cálculo da área desacelerante A_{dec3} seja refinado pelas grandezas fasoriais mais recentes disponibilizadas pelo SMFS. Desta forma, pode-se verificar se o montante de geração já desconectado será suficiente para a estabilização do SEE ou se ainda é necessário aumentar o número de geradores a serem desconectados. Este processo permite a adoção de ações de controle incrementais, a partir do esquema de controle em malha fechada.

4.5 Restrições Metodológicas e Tecnológicas

A efetiva implementação do esquema de controle proposto em SEE interligados de grande porte apresenta ainda inúmeros desafios, quer seja do ponto de vista metodológico como tecnológico.

O primeiro desafio está relacionado com as diversas melhorias metodológicas a serem ainda efetuadas visando o aperfeiçoamento e aplicabilidade do esquema de controle, especialmente quando o mesmo é utilizado em SEE com uma malha de controle composta de um elevado número de geradores localizados em diferentes e distantes localizações geográficas.

O segundo desafio está relacionado com as restrições tecnológicas relacionadas às taxas de atualização das grandezas fasoriais disponibilizadas pelo SMFS e à atual latência dos sistemas de comunicação utilizados para a comunicação entre as PMU e o PDC. Com o uso mais intensivo de sistemas de fibra óptica nos links ópticos das concessionárias de energia elétrica (usando, por exemplo, os cabos guias tipo OPGW das linhas de transmissão aéreas), estas taxas de latência têm sido gradualmente reduzidas para poucos milissegundos. A taxa de atualização máxima definida na norma IEEE C37.118 para as grandezas fasoriais é de 1 fasor por ciclo. Apesar de esta norma comportar taxas de atualização maiores do que aquela, ainda não existem equipamentos comerciais disponíveis para taxas mais elevadas. Outro importante ponto a ser destacado é que o desempenho do sistema de controle dependerá da robustez dos canais de comunicação, sendo que, no caso de uma eventual perda ou indisponibilidade de algum link de comunicação, o sistema de controle deve ser capaz de adaptar-se a esta nova configuração de equipamentos disponíveis na malha de controle.

5.0 - EXEMPLO NUMÉRICO DE APLICAÇÃO

O método proposto para o controle de emergência em SEE baseado no uso de grandezas fasoriais foi testado através de simulações numéricas com o programa computacional ST600 da Hydro-Québec no sistema Sul-Sudeste (configuração do ano de 1998) composto por 63 geradores, 1180 barras e 1962 linhas de transmissão. Os geradores foram representados por modelagem detalhada (Modelo IV - IEEE) com a inclusão dos reguladores de tensão e velocidade, assim como dos sinais estabilizadores (PSS). Consideraram-se os setores de 50 e 60 Hz da UHE Itaipu operando com 8 geradores de 700 MW, sendo que o link de corrente contínua foi modelado como uma carga negativa no terminal em Itaberá. As grandezas fasoriais em tempo real, com taxa de envio de 1 fasor / 20 ms, foram artificialmente geradas nas simulações numéricas com o ST600. A contingência de análise foi a aplicação de um curto-circuito trifásico franco na barra de Foz do Iguaçu 500 kV e a posterior retirada de um transformador entre as barras Foz do Iguaçu 500 kV e Foz do Iguaçu 750 kV após 80 ms.

Para a perturbação sob análise, o CCT é de 72 ms para os dados utilizados na simulação numérica, sendo que o SEE perde a instabilidade 580 ms após o início da perturbação. O corte de geração foi aplicado somente sobre os geradores do setor de 60 Hz da UHE Itaipu. Os dispositivos de controle existentes em 1998 no sistema de geração e transmissão da UHE Itaipu tinham como objetivo o acionamento de um esquema pré-ajustado de

controle automático que, para esta contingência, permitiam evitar sobrecargas acima de 50% nas linhas de transmissão e transformadores resultantes da perda ou abertura de outras linhas ou transformadores após a perturbação. A ordem de ação de controle de emergência era enviada pelo sistema de comunicação, consistindo em desconectar até n geradores no setor de 60 Hz da UHE Itaipu, respeitando-se um número mínimo de 3 geradores em operação neste setor da central geradora.

O esquema proposto neste trabalho é acionado cerca de 150 ms após o início da perturbação (80 ms para a detecção da perturbação pelo sistema de proteção + 20 ms para o envio de comando de ação de controle + 50 ms para o início da ação de controle). As simulações numéricas mostrando a evolução do evento e a atuação do método proposto foram executadas em 3 diferentes instantes de tempo, envolvendo um número crescente de geradores desconectados na UHE Itaipu, e são mostradas a seguir.

A eliminação da perturbação pelo sistema de proteção ocorre 80 ms após o início do distúrbio, consistindo na abertura de um dos transformadores conectados entre as barras Foz do Iguaçu 500 kV e Foz do Iguaçu 750 kV. Os primeiros conjuntos de grandezas fasoriais são recebidos no instante $t = 95$ ms e depois com intervalos de tempo de 20 ms (115, 135 e 155 ms, respectivamente). O uso de expansão em séries de Taylor da expressão (1) para as curvas de oscilação dos geradores do SEE no instante $t = 155$ ms indica erroneamente o conjunto de máquinas críticas composto por 62 geradores. No entanto, nos instantes de tempo seguintes (175 e 195 ms), o método já identifica corretamente o conjunto de máquinas críticas composto pelos 8 geradores da UHE Itaipu, sendo que o processo de cálculo prossegue com o refinamento da estimativa da curva $P_a \times \delta$ e dos parâmetros δ_u , t_u e η do OMIB. A Tabela 1 mostra os resultados obtidos ao longo do processo de monitoração da estabilidade transitória entre os instantes $t = 155$ ms e $t = 435$ ms.

No instante $t = 235$ ms, o processo de cálculo iterativo da margem de segurança é estabilizado indicando que a previsão da instabilidade em um instante à frente, a partir da estimativa da curva $P_a \times \delta$, é confiável. O método indica que há necessidade de se desconectar 1,4 geradores para anular a margem de estabilidade e, assim, estabilizar o SEE. Desta forma, 2 geradores são desconectados na UHE Itaipu. A ação de controle decidida no instante $t = 235$ ms é somente efetivada no instante $t = 385$ ms ($t_d = 150$ ms, com $t_{d1} = t_{d2} = t_{d3} = 50$ ms).

No instante $t = 255$ ms, a coluna 6 da Tabela 1 fornece o valor previsto da margem de estabilidade transitória ($\eta = 1,82$ [rad/s]²), indicando que o OMIB será estabilizado com o corte de geração de somente 2 geradores na UHE Itaipu. As grandezas fasoriais seguintes são utilizadas para o refinamento da projeção da curva $P_a \times \delta$, confirmando a eficácia do esquema de controle de estabilidade transitória baseado no método SIME Corretivo para esta contingência sob análise.

Tabela 1 – Processo iterativo de controle de emergência do SIME Corretivo

1	2	3	4	5	6
t_i (ms)	δ_u (rad)	t_u (ms)	η / M Antes do Corte de Geração ([rad/s] ²)	Número de Geradores no CM	η / M Após do Corte de Geração ([rad/s] ²)
155	–	–	> 0	62	–
175	2,08	743	-0,54	8	–
195	2,07	727	-0,58	8	–
215	1,96	596	-1,21	8	–
235	1,96	591	-1,23	8	–
255	1,95	585	-1,28	8	1,82
275	1,93	576	-1,34	8	1,79
295	1,93	575	-1,34	8	1,73
315	1,93	571	-1,35	8	1,74
335	1,93	572	-1,41	8	1,78
355	1,93	572	-1,41	8	1,72
375	1,94	579	-1,35	8	1,78

6.0 - CONCLUSÕES

O artigo mostrou o desenvolvimento de um esquema de controle de estabilidade transitória em tempo real para SEE de grande porte baseado no Método SIME Corretivo, uma variante do Método Híbrido SIME.

Para a implementação do esquema proposto em um processo de controle com realimentação (*closed-loop control*), somente as grandezas fasoriais disponibilizadas em tempo real por um SMFS são necessárias para a detecção antecipada do início da perda de estabilidade transitória, sendo que o esquema é, portanto, independente do tipo de contingência e dos parâmetros do SEE no instante do distúrbio. Esta é a principal vantagem do método proposto. Por outro lado, a eficácia do método está diretamente ligada à taxa de atualização das grandezas fasoriais disponibilizadas pelo SMFS. Um teste baseado em simulações numéricas sobre o sistema

interligado Sul-Sudeste do Brasil com a adoção de corte de geração na UHE Itaipu como ação de controle mostrou o bom desempenho do método proposto.

O principal desafio tecnológico para a efetiva implementação do método, como já comentado por um dos autores em um artigo de 1998, está relacionado aos tempos de disponibilização das grandezas fasoriais pelo SMFS, os quais estão diretamente relacionados às latências dos sistemas de comunicação envolvidos. O atual nível de desenvolvimento tecnológico dos SMFS e dos links de comunicação em fibra óptica das empresas concessionárias de energia elétrica já permite vislumbrar, na opinião dos autores, a aplicação do método de controle proposto em SEE dotados de SMFS.

Para finalizar, o método proposto apresenta ainda diversos desafios relativos aos aperfeiçoamentos metodológicos, especialmente no uso de esquemas de controle envolvendo um elevado número de geradores localizados em diferentes e distantes localizações geográficas (modo de controle global). Atualmente, estudos de aperfeiçoamento relativos a este tópico já se encontram em desenvolvimento, sendo que os resultados preliminares são bastante encorajadores.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Real-time transient stability emergency control of the South-Southeast Brazilian system – Ernst D., Bettiol A.L., Zhang Y., Wehenkel L., e Pavella M. – VI SEPOPE – Salvador, maio de 1998.
- (2) Maximum power transfers in transient stability-constrained power systems: application to a Brazilian power network – Bettiol A.L. – Tese de doutorado submetida à Université de Liège (Bélgica) para a obtenção do título de Docteur en Sciences Appliquées, 1999.
- (3) Sistema de medição fasorial sincronizada: desenvolvimento e aplicação na monitoração de frequência do sistema elétrico brasileiro – Decker I.C., Agostini M.N., Dotta D., e Zimath S.L. – XVIII SNPTEE – Curitiba, outubro de 2005.
- (4) Northeastern US oscillation detection and recording project – Bertagnolli D.B., Luo X., Ingleson J.W., Chow J.H., e outros – 2004 Fault and Disturbance Analysis Conference – Atlanta (GE, USA), abril de 2004.
- (5) Synchrophasors: definition, measurement, and application – Adamiak M., Premerlani W., e Kaszteny B. – Protection & Control Journal – GE Multilin, Ontário (Canadá), setembro de 2006, pg. 57-62.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Arlan Luiz Bettiol

Nascido em Siderópolis (SC) em 07 de fevereiro de 1965. Doutorado (1999) pela Université de Liège (Bélgica), mestrado (1992) e graduação (1988) pela UFSC, todos em Engenharia Elétrica - área de concentração Sistemas de Energia Elétrica. Trabalhou no Departamento de Planejamento da Expansão da ELETROSUL (1989-1995) e UNIVALI (1993-2007). Desde 2004, é professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade SATC (Criciúma - SC) e coordenador do grupo de pesquisa em Sistemas de Energia Elétrica. Desde 2004, é sócio-proprietário da Quântico Consultoria, tendo coordenado e participado de diversos projetos de P&D em diversas empresas como CELESC, ELETROSUL, CELG e TRACTEBEL. Atua como consultor em diversas empresas, entre as quais Reason Tecnologia e Useall Software. Possui 45 artigos técnicos publicados em congressos nacionais e internacionais.



Sérgio Luiz Zimath

Nascido em Joinville (SC) em 23 de dezembro de 1971, graduou-se em Engenharia de Controle e Automação em 1997 pela UFSC. Trabalha desde 1995 na Reason Tecnologia S.A., da qual atualmente é sócio. Foi responsável pelo desenvolvimento de diversos produtos da Reason, como os modelos RT1000 e RT2000 de relógios sincronizados por GPS e do registrador digital de perturbações RPIV, vencedor do Prêmio Finep de Inovação Tecnológica de 2002, dentre outros. Trabalhou em diversos projetos de pesquisa e possui artigos publicados em diversos congressos nacionais e internacionais. Atualmente coordena a área de Prospecção de Novos Negócios da Reason Tecnologia S.A.