



**GRUPO IV
GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – (GAT)**

INVESTIGAÇÃO DE PERDA DE SINCRONISMO ENTRE OS SISTEMAS INTERLIGADOS NORTE-SUL DEVIDO A IMPACTO SEVERO DE GERAÇÃO NO SISTEMA INTERLIGADO SUL-SUDESTE. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA E PROPOSTAS DE SOLUÇÃO ATRAVÉS DE ESQUEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO

Marcelos Groetaers dos Santos* Jorge Miguel Ordacgi F²
Sérgio B. Martins Haroldo Gebien F² César G. Martins
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Sérgio Renato M. Alves A.C.Barbosa Martins
Inácio J. da Silva F² Roberto C. de Lima
FURNAS Centrais Elétricas S.A.

RESUMO

Este trabalho apresenta resultados dos estudos de ajuste da proteção para perda de sincronismo (PPS), instalada na interligação Norte-Sul, efetuados em esforço conjunto da FT-NSPRE/R-SCSEL/GCOI (Força Tarefa da Interligação Norte-Sul para Estudos Pré-operacionais de Regime Permanente e de Regime Dinâmico) com o GTP/SCSEL/GCOI (Grupo de Trabalho de Proteção).

PALAVRAS CHAVE

Estabilidade, Perda de sincronismo, Proteção

1.0- INTRODUÇÃO

Anteriormente à entrada em operação da UHE Serra da Mesa e da interligação Norte-Sul, a área GO/Brasília apresentava como maiores problemas a determinação de um adequado controle de tensão e o controle de eventuais sobrecargas em equipamentos, resultantes de contingências no sistema de transmissão de suprimento à área. Com a entrada da primeira máquina da UHE Serra da Mesa, afastaram-se os problemas de controle de tensão com sensível melhora do desempenho.

A entrada em operação da interligação Norte-Sul representou nova mudança significativa para o desempenho da área. Se, por um lado, via-se reforçado o controle da tensão em condições de regime permanente, por outro lado, dinamicamente, o desempenho viu-se agravado pela possibilidade de perda do sincronismo entre o Norte e o Sul quando de perdas importantes de geração no Sudeste ou quando da ocorrência de outras contingências que implicassem no incremento transitório da potência injetada no Sistema Sudeste através da interligação Norte-Sul.

Tal fato deve-se, basicamente, à relativa fraqueza do sistema de transmissão da área, em 230 kV e 345 kV, face à interligação Norte-Sul, que se integra em 500 kV em Serra da Mesa, e ao restante do Sistema Sudeste, integrando-se em Itumbiara, também em 500

kV. Cabe ressaltar que esta configuração representa um estágio intermediário da expansão dos sistemas de transmissão associados à interligação Norte-Sul e à área GO/Brasília.

2.0- DIAGNÓSTICO DO FENÔMENO

Diversas simulações foram realizadas contemplando ações previstas em esquemas especiais de proteção existentes no sistema S/SE/CO que incluem corte de geração. Nessas situações, fica evidenciada a tendência de afundamento das tensões na área GO/Brasília como resultante do processo de perda de sincronismo. Tais esquemas atuam com uma frequência tal que se justifica sua consideração como critério de avaliação do desempenho do sistema. Por exemplo, para o tronco de 750 kV, das 17 atuações das lógicas dos esquemas especiais de proteção no período de 01/11/96 a 20/11/97, 16 acionaram o desligamento de máquinas na UHE Itaipu 60 Hz (3).

Além da queda excessiva das tensões, observada durante o processo de estabelecimento da instabilidade, a possibilidade de desligamentos não controlados na área dificultaria a recomposição do sistema, acarretando maiores prejuízos além daqueles ocasionados pelo desligamento de cargas pela queda da tensão. Adicionalmente, a separação dos sistemas, mesmo sem se permitir queda excessiva das tensões na área GO/Brasília, poderia fazer com que o problema se transferisse para o tronco de transmissão de 750 kV associado à UHE Itaipu 60 Hz, implicando, agora, numa possível perda de sincronismo Sul-Sudeste, sendo tal efeito potencializado pela condição inicial de fluxo entre Ivaiporã e Tijuco Preto e pela geração do setor de 60 Hz da UHE Itaipu (condições de fluxo próximas do limite).

3.0- ABORDAGEM DO PROBLEMA

Do ponto de vista sistêmico a ação de proteção a ser adotada deveria ser capaz de:

- identificar rapidamente o fenômeno de instabilidade entre os sistemas N/NE e S/SE/CO;
- limitar o valor mínimo das tensões durante oscilações na área GO/Brasília de modo a evitar ao máximo o desligamento de cargas sensíveis. Este valor mínimo foi estabelecido em torno de 85% da tensão nominal;
- comandar a separação entre os sistemas de forma a garantir a manutenção da estabilidade das ilhas elétricas resultantes e evitar desligamentos adicionais indesejáveis;
- ser dotada de suficiente seletividade de sorte a não promover a separação dos sistemas para casos estáveis;
- ser dotada de redundância e retaguarda para maximizar a “dependability”.

O atendimento às premissas (a) e (b) implica em ação rápida face ao desempenho dinâmico, observado nas simulações, para as tensões no sistema receptor SE. A premissa (c) exige a detecção do fenômeno em ponto adequado, de modo a permitir a separação controlada dos sistemas em duas ilhas estáveis. A premissa (d) implica em que a detecção do fenômeno deva ser capaz de, no mínimo, detectar corretamente todas as condições de instabilidade. Finalmente, a premissa (e) exige a existência de redundância local e retaguarda remota para a solução adotada.

Como dificuldades para atendimento a estas premissas pode-se citar:

- não existe valor mínimo de tensão, que possa ser atingido dinamicamente, acima do qual esteja garantida a estabilidade do sistema;
- a perda de estabilidade pode se dar de forma aperiódica;
- para garantir a separação dos sistemas de forma adequada é necessário garantir-se o bloqueio de todas as ações de desligamento de linhas a menos daquela(s) cuja(s) abertura(s) é(são) necessária(s) para formação das duas ilhas compostas pelos sistemas N/NE e S/SE/CO.
- impossibilidade de determinação, a priori, de uma fronteira entre condições (ou casos) estáveis e instáveis.

Diante da dificuldade de estabelecimento a priori das condições instáveis, da ampla gama de combinações de magnitude e localização de distúrbios, condições operativas e topologia, foi afastada, em princípio, a pesquisa de uma solução baseada em alguma filosofia de esquema especial de proteção.

Face à natureza do fenômeno, adotou-se a pesquisa de ajustes das proteções para perda de sincronismo instaladas na interligação Norte-Sul e das possibilidades que estas proteções teriam de atender às premissas estabelecidas.

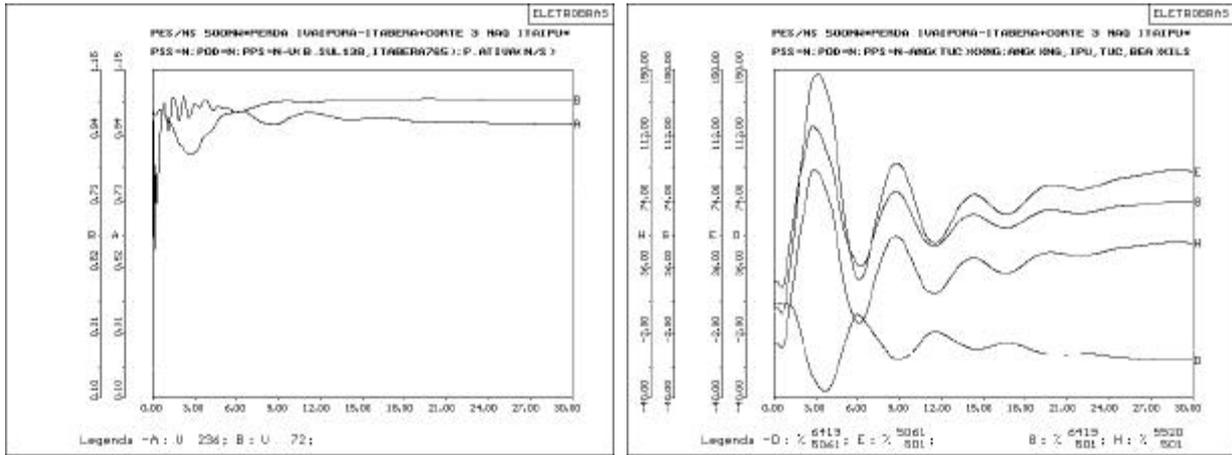
3.1- Simulações realizadas

Como já mencionado, havia um sem número de situações, potencialmente instáveis, praticamente impossível de se simular e analisar em tempo hábil. Diante deste fato foram escolhidas contingências cuja possibilidade de ocorrência não fosse desprezível ou cuja magnitude fosse tal que seria praticamente certo que tivessem como consequência a perda do sincronismo Norte-Sul. Tal estratégia permitiria cobrir situações não simuladas. Assim, para os diversos cenários operativos previstos, cobrindo condições de carga pesada, média e leve, bem como, para cada uma dessas condições, vários patamares de intercâmbio Norte-Sul variando na faixa de ± 1000 MW, foram simuladas as seguintes contingências:

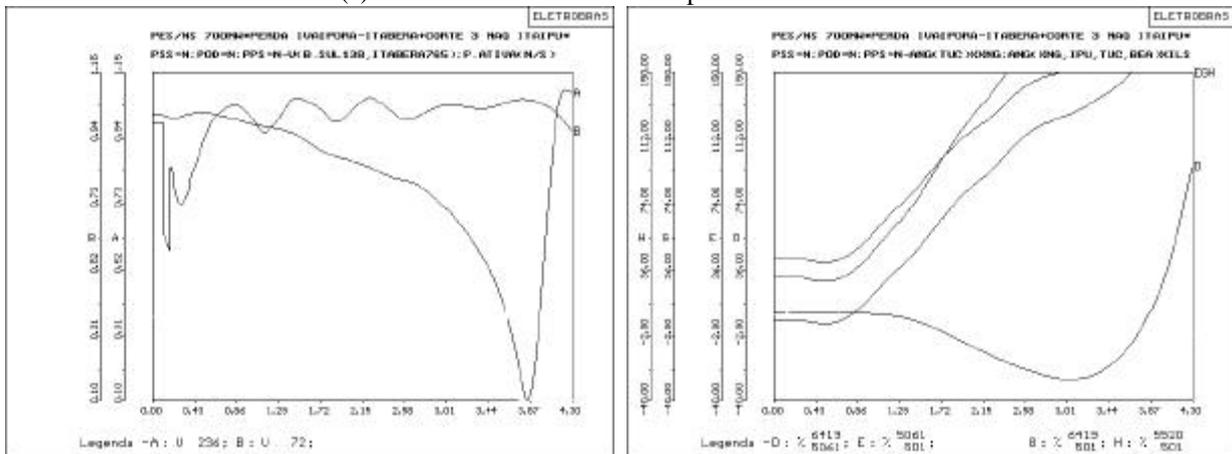
- perda de polo;
- perda de bipolo;
- perda das interligações Sul-Sudeste;
- corte de geração em Marimondo;
- corte de geração em Itaipu 60 Hz;
- religamento tripolar da LT Sobradinho - São João do Piauí 500 kV.

A Figura 1 mostra o comportamento de tensões, ângulos e fluxos selecionados para dois casos de carga pesada face a um curto-circuito em Itaberá 750 kV, eliminado pela abertura de um circuito Ivaiporã - Itaberá. Nas condições dos casos em tela, ocorre a atuação da lógica 5 dos esquemas especiais de proteção associados ao tronco de 750 kV, com consequente corte de três máquinas da usina de Itaipu 60 Hz. A Figura 1 - (a) corresponde a um caso de intercâmbio inicial do Norte para Sul de 500 MW. Na Figura 1 - (b), este mesmo intercâmbio é de 700 MW.

Observa-se na Figura 1 - (a) um bom amortecimento para o modo de oscilação Norte-Sul ($\approx 0,17$ Hz) e um comportamento satisfatório para as tensões e ângulos. Já na Figura 1 - (b) o sistema apresenta comportamento instável caracterizado pela fuga de sincronismo entre as máquinas de Tucuruí, Xingó e Boa Esperança, representativas do sistema N/NE, e as máquinas de Ilha Solteira, no sistema S/SE. Verifica-se, também, queda excessiva da tensão em Brasília Sul 138 kV, comportamento esse reproduzido para várias barras de 345 kV e 230 kV na área GO/Brasília. A Figura 2 apresenta a trajetória da impedância vista de Serra da Mesa 500 kV, olhando para Gurupi 500 kV, em (a) para o caso estável e em (b) para o caso instável. Resultados similares aos mostrados nas Figuras 1 e 2 foram obtidos através de simulações de estabilidade, servindo estas simulações como base para delimitação das condições ideais de ajuste da proteção para perda de sincronismo da interligação Norte-Sul, de forma a atender, com a maior abrangência possível, às premissas apontadas no item 3.0. As simulações indicaram como ponto ideal para localização da PPS a subestação de Serra da Mesa 500 kV, permitindo detecção local adequada para o fenômeno de perda de sincronismo e ação

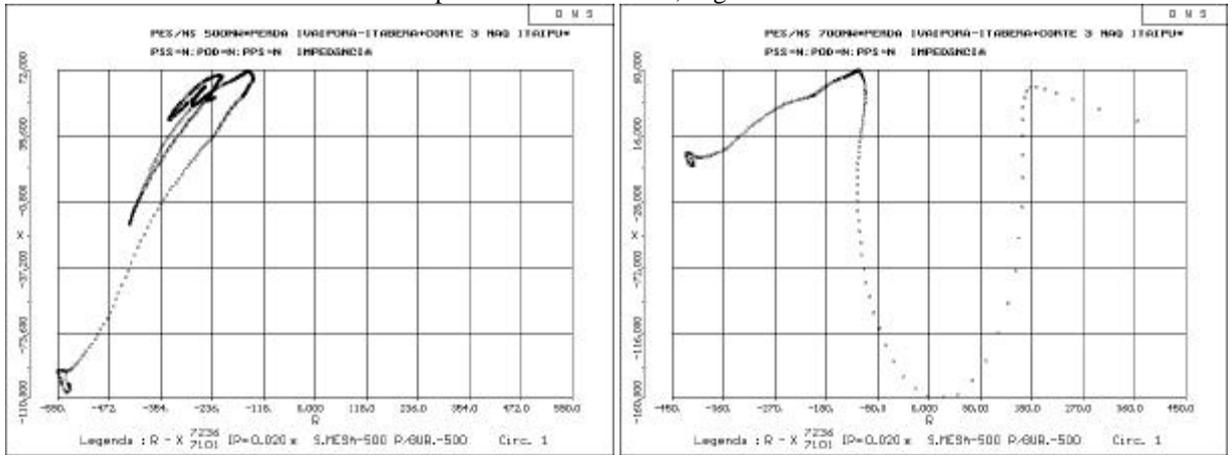


(a) Intercâmbio inicial do Norte para Sul de 500 MW



(b) Intercâmbio inicial do Norte para Sul de 700 MW

FIGURA 1 – Comportamento de tensões, ângulos e fluxos selecionados



(a) Caso estável

(b) Caso instável

FIGURA 2 – Impedância vista de Serra da Mesa 500 kV olhando para Gurupi

também local, comandando a abertura do circuito de 500 kV da interligação Norte-Sul entre Serra da Mesa e Gurupi.

4.0- PROTEÇÕES ENVOLVIDAS

Todos os terminais de linha da Interligação Norte-Sul contam com proteções duplicadas idênticas (4), ditas primária e alternada, para detecção de curtos-circuitos.

Trata-se essencialmente de proteções digitais numéricas de distância acrescidas de unidades de medida de sobrecorrente de seqüência negativa e zero com supervisão direcional de seqüência negativa. Entre as funções adicionais disponíveis neste tipo de proteção, destacam-se, para os fins deste artigo, a de bloqueio por oscilação e a de perda de sincronismo.

Tanto a função de bloqueio por oscilação quanto a de perda de sincronismo são estabelecidas a partir de medições de impedância que dão origem a duas características de operação quadrilaterais de seqüência positiva estabelecidas no diagrama polar (R versus X), dotadas de alcances ajustáveis em largas faixas nos quatro semi-eixos. As decisões são tomadas quando a impedância medida de seqüência positiva ($Z_{medido1} = V_1/I_1$) atravessa a faixa existente entre as duas características de operação num tempo maior que o ajustado (tempo de discriminação), de sorte a distinguir as variações dinâmicas do carregamento das condições de curto-circuito. Para tanto há temporizadores ajustáveis em larga faixa, os quais são independentes para ambas as funções. A concepção é tal que a função de bloqueio por oscilação deve empregar tempo de discriminação superior ao utilizado na função de perda de sincronismo, cuja atuação é bloqueada pela primeira. Este critério de bloqueio objetiva distinguir mais facilmente os fenômenos dinâmicos estáveis dos instáveis. Ambas as funções podem ser independentemente colocadas em serviço a critério do usuário.

Uma interessante peculiaridade que se pode observar na proteção em questão é a utilização de diferentes implementações para as unidades de medida de distância, que são bastante distintas para curto-circuito (três zonas) e para fenômenos dinâmicos. As unidades de medida para curto-circuito são implementadas numericamente por comparações de fase tipo coseno (características circulares) e tipo seno (características retilíneas) através do conceito de “mapping” (5). Já as oito características de operação retilíneas que compõem os dois quadriláteros destinados à identificação de fenômenos dinâmicos são obtidas por simples comparação das partes real e imaginária da impedância medida de seqüência positiva com alcances resistivos e reativos, respectivamente, ajustados pelo usuário. Desta forma, são maximizadas as vantagens necessárias para otimizar o desempenho requerido para cada tipo de função. As unidades de medida para curto-circuito podem ser dotadas de diversas compensações destinadas a reduzir os efeitos dos erros impostos pelo sistema elétrico (6), ao passo que as unidades de medida para fenômenos dinâmicos podem ser tratadas como sendo providas de exatidão praticamente independente do valor angular da impedância medida. Uma outra facilidade inerente às proteções digitais, e que tem grande impacto na otimização da exatidão da medição de “taxa de variação de impedância”, é não haver praticamente erro significativo na determinação do tempo de discriminação, graças à elevada freqüência do “clock” dos processadores de sinais.

No que tange à função de perda de sincronismo, as proteções instaladas na Interligação Norte-Sul dispõem de dois critérios de atuação:

- comandar disparo quando a impedância medida de operar a característica de operação (quadrilateral)

interna no semi-plano oposto àquele em que foi efetuada a medição, de modo a assegurar fácil condição de abertura para o(s) disjuntor(es) acionado(s), quando não é viável interromper correntes com as tensões em oposição de fase, propiciando a supervisão do ângulo de fase entre as tensões atrás das impedâncias equivalentes das fontes em ambos os terminais;

- comandar disparo assim que se concluir a medição, quando a impedância medida operar a característica de operação (quadrilateral) interna, o que só se aplica a disjuntores capacitados a efetuar abertura em oposição de fase.

As demais proteções envolvidas neste caso são as de distância das linhas de transmissão da área GO/Brasília. Todas elas são providas de função de bloqueio por oscilação, o que lhes confere a capacidade de conviver com as condições de perda de sincronismo sem risco de comando de disparo. Isto significa que, apesar das unidades de medida de distância poderem operar em tais circunstâncias, sua ação será bloqueada pela função de bloqueio por oscilação. Tais proteções apresentam uma ampla variedade em termos de tecnologias de implementação (eletromecânicas, estáticas e digitais), de características de operação (circulares, quadrilaterais, compostas, etc.) e de facilidades de ajuste (valores discretos ou contínuos, faixas estreitas ou largas, etc.).

5.0- DETERMINAÇÃO DOS AJUSTES DA PPS

É fato bem sabido no âmbito do SCEL/GCOI que os esquemas de detecção de taxa de variação de uma grandeza elétrica no tempo podem apresentar exatidões garantidas bem pobres (7). Quando a grandeza em questão é obtida indiretamente, como é o caso da impedância medida, os erros podem ser ainda maiores. Portanto, conforme demonstrado em (7), deve-se procurar empregar a máxima amplitude possível para a janela de medição, de modo que seja otimizada a exatidão garantida do esquema de taxa.

Na aplicação da função de perda de sincronismo na Interligação Norte-Sul há uma severa limitação, que restringe o uso da prática preconizada no parágrafo anterior, imposta pela necessidade de não permitir que a tensão na Área GO/Brasília seja reduzida a ponto de provocar uma significativa rejeição natural de carga, fixando-se como limite mínimo aceitável transitoriamente o valor de 85 % do nominal. Isto implica em buscar assegurar atuação da proteção no menor tempo possível decorrido a partir do início da perda de sincronismo. É interessante frisar que, neste aspecto, o tempo de operação das unidades de medição de impedância da função de perda de sincronismo quase que pode ser desconsiderado, tão pequeno que é em relação à duração do fenômeno eletromecânico.

Dentro da ótica de atuar com a máxima rapidez possível, decidiu-se lançar mão do critério de comandar disparo assim que a medição fosse concluída, visto que os

disjuntores da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi são apropriados para abrir com tensões em oposição de fase. Isto significou a fixação de uma faixa muito estreita para o alcance resistivo do quadrilátero interno, já que a sua operação é quem define o instante de disparo. Por outro lado, o carregamento da linha de transmissão não permitia que o alcance resistivo do quadrilátero externo fosse fixado de maneira a se obter simultaneamente uma ampla janela de medição e uma boa margem com relação ao ponto de operação mais drástico.

Como o ponto ideal para separar os Sistemas Interligados S/SE/CO e N/NE é o terminal de Serra da Mesa da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi e os estudos de estabilidade indicavam que a medição iria ser efetuada no semi-plano das resistências negativas do diagrama polar, ficou decidido que os esforços de otimização de ajustes seriam ali concentrados. Conseqüentemente, optou-se por implantar ajustes clássicos para os alcances resistivos positivos. Tomando como paradigma a classe de exatidão da medição de distância ($\epsilon = 5\%$), os ajustes da função de perda de sincronismo das proteções primária e alternada do terminal de Serra da Mesa foram determinados assim:

- determinar o alcance resistivo da característica de operação interna de modo a garantir atuação antes da queda excessiva da tensão na Área GO/Brasília, considerando erro máximo no sentido desfavorável ($1 - \epsilon$) na medição e acrescentando dois ciclos no tempo de resposta em função do tempo médio de abertura dos disjuntores;
- determinar o alcance resistivo da característica de operação externa com uma margem de pelo menos duas vezes a exatidão ($1 - 2\epsilon$) em relação à resistência aparente do ponto de operação mais crítico;
- verificar se a janela de medição garante a detecção de todos os fenômenos instáveis simulados para o máximo estreitamento da mesma ($1 - \epsilon$ para o alcance externo e $1 + \epsilon$ para o alcance interno), determinando o tempo de discriminação com boa margem (50%);
- determinar os alcances reativos da característica de operação interna de modo a permitir grandes variações nas impedâncias equivalentes das fontes, muito além do que foi simulado, para cobrir contingências múltiplas impossíveis de se prever uma a uma;
- determinar os alcances reativos da característica de operação externa com larga margem;
- verificar se os alcances reativos não conflitam com as reatâncias medidas em caso de intercâmbio nulo, linha energizada em vazio e vão conectado a reator;
- verificar o desempenho esperado para as simulações que resultaram em casos estáveis;
- verificar a supervisão de corrente de seqüência positiva das medições de distância.

Deste processo inerentemente iterativo resultaram ajustes que garantem a detecção de todas as perdas de sincronismo entre os Sistemas Interligados N/NE e

S/SE/CO, provendo a abertura da Interligação Norte-Sul em um tempo médio de cerca de 1,59 s após o início da instabilidade. Raciocinando conservativamente, no caso de erro máximo desfavorável na característica interna ($1 - \epsilon$), o tempo médio de abertura passa a ser da ordem de 1,71 s após a perda de sincronismo. Estes tempos mostraram-se satisfatórios no sentido de garantir recuperação da tensão na Área GO/Brasília sem que fosse atingido o limite de 85 % do valor nominal.

Por outro lado, as condições do Sistema Elétrico Receptor na Área GO/Brasília impuseram uma limitação de no máximo 800 MW para o fluxo de potência no sentido Norte-Sul na Interligação, presumindo tensões dentro da faixa operativa preconizada nas Instruções de Operação com limite mínimo de 525 kV. Analogamente, pelas mesmas razões, a proteção não ficou seletiva quanto aos casos estáveis simulados. Longe de ser um problema, este fato constitui-se em grande benefício, pois em 64 % dos casos simulados a tensão na área GO/Brasília tende a ultrapassar o limite de 85 % para meras oscilações de potência.

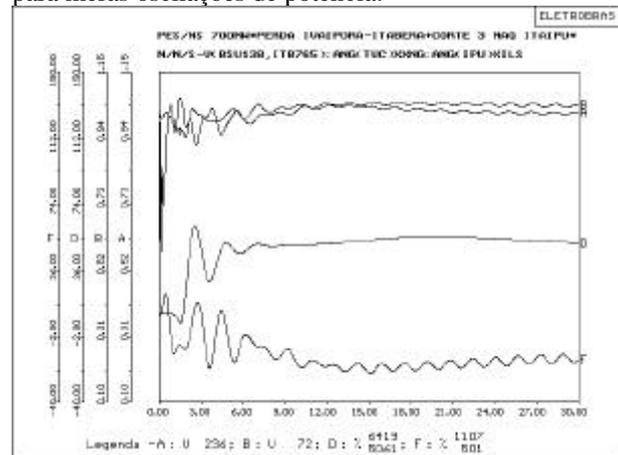


FIGURA 3 – Efeito da atuação da PPS

Para maximizar a confiabilidade no sentido da “dependability” da PPS, apesar da redundância existente no terminal de Serra da Mesa, foi acrescentada retaguarda remota por meio das proteções primária e alternada do terminal de Gurupi da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi. Para elas os ajustes foram calculados para o semi-plano das resistências positivas, conforme o processo descrito acima. Isto resultou em menor sensibilidade e tempos ligeiramente maiores (1,93 s em média no caso de erro máximo), com é de praxe em funções de retaguarda, para se ater à limitação de 800 MW no terminal de Serra da Mesa. Os ajustes do semi-plano das resistências negativas foram calculados pelo processo ortodoxo.

6.0- BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO

Até recentemente, quando entrou em serviço a Interligação Norte-Sul, as proteções de distância da área GO/Brasília não haviam experimentado maiores solicitações quanto aos fenômenos eletromecânicos. Mesmo com o acréscimo da UHE Corumbá e posterior-

mente da UHE Serra da Mesa, não foram observados na prática, nem em simulações, oscilações de potência que apresentassem problemas potenciais. Em decorrência, as funções de bloqueio por oscilação das proteções de distância desta área foram parametrizadas com ajustes oriundos de procedimentos ortodoxos, que necessariamente devem ser revistos para poderem fazer frente a qualquer condição particular.

Diante do quadro apontado nos tópicos anteriores deste artigo, constata-se que a área em questão passou por uma alteração radical em seu comportamento dinâmico com o advento da nova interligação. No entanto, não foram necessárias mudanças de ajustes nas funções de bloqueio por oscilação das proteções de distância da Área GO/Brasília. Isto, porque a proteção para perda de sincronismo da Interligação Norte-Sul mostrou-se capaz de atuar em média cerca de 1,5 s antes da sensibilização de qualquer proteção da área crítica.

7.0- PROGNÓSTICO

O atendimento mínimo às condições preconizadas nas premissas exigiu, por um lado, a observância de um limite no intercâmbio máximo no sentido Norte-Sul e, por outro lado, a implantação de um ajuste tal que, sem prejudicar a função primordial de detecção do fenômeno de perda de sincronismo, permitisse explorar o intercâmbio Norte-Sul, com limitação mínima, de forma a conter a queda das tensões na área GO/Brasília em valores que evitassem ao máximo a perda de carga por subtensão e a não comprometer metas energéticas estabelecidas. O ajuste implantado permite detectar todas as condições instáveis e comandar a abertura da interligação ainda em condições favoráveis para o desempenho da área GO/Brasília, minimizando a perda de carga local. Além das contingências simuladas, qualquer outra contingência no sistema S/SE ou no sistema N/NE, que implique no incremento transitório da potência no sentido Norte-Sul com tendência instabilizante, será convenientemente detectada pela proteção. Afastar a limitação imposta é possível no que concerne ao ajuste da PPS, visto que este limite não decorre de algum fator intrínseco à proteção em si, mas sim da já mencionada fraqueza relativa do sistema receptor SE no ponto de integração da interligação Norte-Sul, no atual estágio de expansão. Nas condições presentes, permitir intercâmbios superiores a 800 MW no sentido Norte-Sul significa correr risco considerável de perda de carga na área GO/Brasília com possíveis rebatimentos em outras áreas do sistema S/SE pela eventual perda de sincronismo Norte-Sul. Afastar completamente a limitação sem correr esse risco significa reforçar o sistema receptor SE, sendo estes reforços passíveis de serem hierarquizados em função de uma relação custo/benefício que pode ser estabelecida através da ponderação de riscos operativos aceitáveis. Por exemplo, poder-se-ia reforçar o controle de tensão da área de tal sorte a evitar queda excessiva das tensões

em condição de intercâmbio elevado (>800 MW), contando com a atuação da PPS para abrir a interligação Norte-Sul quando do estabelecimento de uma condição de instabilidade. Outra possibilidade seria conjugar a instalação de equipamentos de controle de tensão com o reforço da transmissão da área, de modo a se evitar a perda de sincronismo.

8.0- CONCLUSÕES

- Os ajustes implantados na PPS da interligação Norte-Sul permitem contornar situações de potencial instabilidade entre os sistemas interligados N/NE e S/SE;
- Os ajustes implantados permitiram conferir adequado grau de proteção para perda de sincronismo Norte-Sul;
- Foi possível, nas condições instáveis, limitar a queda de tensão na área GO/Brasília a um valor em torno de 85% da tensão nominal;
- Os ajustes calculados foram testados em simulações dinâmicas que confirmaram sua adequação em relação aos objetivos a serem atingidos;
- Os ajustes resultam de uma solução de compromisso entre a rapidez necessária na abertura da interligação Norte-Sul e a manutenção de uma margem mínima de segurança para o sucesso da ação de proteção;
- Tal solução de compromisso implica em limitação do carregamento da linha em 800 MW, sentido Norte-Sul, medidos no terminal de Serra da Mesa com tensão superior a 525 kV;
- Eventualmente, por outras razões alheias à solução adotada, o carregamento na interligação Norte-Sul poderá sofrer limitação mais severa.

9.0- BIBLIOGRAFIA

- (1) MASON, C.R. The Art and Science of Protective Relaying, John Wiley & Sons, 1956.
- (2) KUNDUR, P. Power System Stability and Control, McGraw-Hill, Inc., 1993.
- (3) COMISSÃO MISTA DE OPERAÇÃO ANDE-ITAIPU-ELETROBRÁS, GRUPO DE ESTUDOS NO 2, Informe no CMO/GE-02/138, 1998.
- (4) SCHWEITZER Engineering Laboratories Inc., SEL-321 & SEL-321-1 Phase and Ground Distance Relay Instruction Manual, 1994.
- (5) SCHWEITZER III, E. O. et al, Z = V/I Does not Make a Distance Relay, Schweitzer Engineering Laboratories Inc.
- (6) ORDACGI F^o, J. M. e SOLLERO, R. B., Técnicas Modernas de Análise dos Erros Impostos pelo Sistema Elétrico às Proteções de Distância, VI Seminário Técnico de Proteção e Controle, Natal, RN, 1998.
- (7) GCOI/SCCEL/GTP, Determinação da Exatidão Garantida de Esquemas de Taxa de Variação de uma Grandeza Elétrica, Relatório SCCEL-GTP-03/96, 1996.