



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

Versão 1.0
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP

INTERLIGAÇÃO NORTE-SUDESTE III – UM CASO DE OTIMIZAÇÃO DE CONTROLADORES E OS BENEFÍCIOS TÉCNICO-ECONÔMICOS

**Adriano de Andrade Barbosa (*) Gustavo de Souza Francisco Alexandre Garcia Massaud
Mario Jorge Daher Maria José Ximenes Eiras Flávia Maria Cavalcanti Ferreira
Ricardo da Silva Gomes Leandro Dehon Penna Eliane de Fátima Silva
Suzana Behar Bandeira Chagas**

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

RESUMO

Em sistemas elétricos de grande porte, a otimização de controladores dos principais geradores, por meio de ajustes de seus sistemas de excitação, reguladores de velocidade e estabilizadores, é uma atividade de grande interesse sistêmico, não só pela importante contribuição no sentido de melhorar o comportamento dinâmico – garantindo um aumento da segurança operativa – como também pelos aspectos econômicos advindos deste processo. Assim é possível obter, por exemplo, uma elevação de intercâmbio de energia entre áreas de um sistema ou mesmo mitigar eventuais restrições de despacho em usinas diante de condições energéticas adversas. No caso brasileiro, a Interligação Norte–Sudeste III propiciou uma alteração topológica significativa no Sistema Interligado Nacional (SIN), com impacto direto em seu desempenho dinâmico. Neste trabalho, é possível mostrar os ganhos sistêmicos obtidos do processo de otimização de controladores, considerando o aspecto técnico-econômico, o que leva a um melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis, reduzindo o custo global da operação do sistema.

PALAVRAS-CHAVE

Otimização, controladores, estabilizadores, interligação, ganho sistêmico

1.0 - INTRODUÇÃO

O novo conjunto de instalações que compõe a terceira etapa da Interligação Norte–Sudeste (N/SE) e seus sistemas receptores representou a maior alteração topológica do SIN desde a implantação dos sistemas em corrente alternada e em corrente contínua para escoamento da energia produzida pela usina hidroelétrica (UHE) de Itaipu.

Em termos sistêmicos, este conjunto de novas instalações ocasionou uma mudança significativa no comportamento dinâmico do SIN com relação aos modos de oscilação inter-áreas. Por isso, foi necessário realizar uma otimização dos controladores do sistema, conforme preconizado nos Procedimentos de Rede do ONS [1], que teve como principal objetivo aumentar o amortecimento das oscilações entre as áreas do SIN, especialmente o modo de oscilação entre os subsistemas Norte–Nordeste e os subsistemas Sul–Sudeste.

Dessa forma, este trabalho irá abordar os principais resultados das avaliações realizadas para a análise do desempenho dinâmico do sistema elétrico brasileiro, evidenciando o ganho obtido nos níveis de intercâmbio decorrente de ajustes em estabilizadores (PSS) e apresentar uma análise técnico-econômica para este novo cenário. Isso se torna relevante principalmente quando são levadas em consideração as condições energéticas previstas para os próximos anos, evitando despachos adicionais das usinas térmicas da região Nordeste e consequentemente reduzindo o custo de operação global do SIN, uma vez que o custo de operação de uma usina termoelétrica pode ser da ordem de 10 vezes maior do que o de uma usina hidroelétrica.

Os estudos foram executados em várias etapas, desde a análise da operação do sistema em regime permanente, passando pela avaliação do desempenho dinâmico sob pequenas e grandes perturbações – análise linear e não-linear – até a efetiva implantação em campo dos ajustes propostos para os estabilizadores, em função das diretrizes e recomendações fornecidas por este trabalho.

2.0 - HISTÓRICO

2.1 Primeiro Circuito da Interligação Norte-Sul

O Sistema Elétrico Brasileiro era, até idos de 1999, composto por dois grandes subsistemas que operavam isoladamente: Norte-Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Em março daquele ano entrou em operação a primeira interligação entre estas regiões – denominada Interligação Norte-Sul – formando o Sistema Interligado Nacional, favorecendo a exploração dos excedentes de energia entre os subsistemas.

Este longo trecho que integrou as regiões Norte e Sul era inicialmente formado por linhas de transmissão em circuitos simples entre as subestações (SE) Imperatriz, Colinas, Miracema, Gurupi e Serra da Mesa, tendo ainda seis bancos de capacitores série fixos (CSF) e dois TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*), instalados nas subestações de Serra da Mesa e Imperatriz. O desempenho transitório era garantido pelos CSF e o amortecimento do modo inter-área era provido pelos TCSC, em conjunto com os estabilizadores das usinas de Paulo Afonso IV, Xingó e Luiz Gonzaga, todas de propriedade da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), que foram objeto de otimização de ajuste de parâmetros [2].

A distância elétrica entre os centros de geração configurou um baixo coeficiente de potência sincronizante entre os sistemas e, por isso, o modo de oscilação Norte-Sul apresentava uma baixa frequência (0,17Hz a 0,21Hz).

2.2 Segundo Circuito da Interligação Norte-Sul

Em fevereiro de 2004, com a entrada em operação do segundo circuito da Interligação Norte-Sul, dos reforços de transmissão entre Samambaia, Itumbiara e Emborcação, bem como da Interligação Sudeste/Nordeste (linha de transmissão que interliga a SE Serra da Mesa e SE Sapeaçu), a frequência do modo de oscilação Norte-Sul passou a assumir valores compreendidos na faixa entre 0,25 e 0,32Hz. Essa elevação da frequência do modo Norte-Sul foi reflexo da elevação do coeficiente de potência sincronizante, acarretando na possibilidade de exploração de maiores níveis de intercâmbio entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste.

Assim como na primeira interligação, este segundo circuito também era dotado de dois TCSC, instalados nas subestações de Serra da Mesa e Imperatriz, operando em paralelo com os outros dois existentes. Porém, estes equipamentos apresentavam estratégias diferentes de controle, o que levou a um desempenho dinâmico inadequado da interligação.

Naquela ocasião o ONS, em parceria com os Agentes envolvidos, desenvolveu uma série de estudos que resultou na otimização dos ajustes dos quatro TCSC [3]. Além disso, foi necessário realizar um novo processo de otimização dos estabilizadores das usinas da Chesf, a fim de garantir amortecimento adequado às oscilações inter-áreas para os novos cenários de intercâmbio. Os ajustes propostos foram implantados em campo com sucesso e, àquela época, foi possível elevar ainda mais o intercâmbio praticado entre as áreas.

2.3 Terceiro Circuito da Interligação Norte-Sul

Embora a construção do segundo circuito da Interligação Norte/Sul e da LT 500kV Colinas-Sobradinho tenha permitido maximizar os intercâmbios entre o Norte e o Sul, a conclusão da segunda etapa da UHE Tucuruí, gerou o interesse de se buscar a máxima exploração da geração da usina com sua potência instalada superior a 8200MW.

Aliado a estes fatos, usinas como Peixe Angical foram conectadas ao longo da interligação, impondo a necessidade de se ampliar a capacidade de transmissão entre o Norte e o Sudeste.

Dessa forma, a terceira etapa da Interligação Norte-Sul foi planejada para possibilitar o escoamento do excedente de energia do Norte/Nordeste, bem como aumentar a capacidade de atendimento ao Norte nos períodos de baixas afluências.

A expansão da transmissão ao longo da Interligação Norte-Sul ocorrida durante os últimos anos mudou a denominação de Interligação Norte-Sul para Norte-Sudeste.

O empreendimento deste terceiro circuito envolveu diversos Agentes setoriais, através da construção de 16 novos circuitos de 500 kV, totalizando 2687,6 km, construção e/ou ampliação de 18 subestações de 500 kV, sendo 5 novas, e instalação de 22 reatores de 500 kV.

A Figura 1 apresenta o diagrama geral da conexão dos circuitos de 500 kV, destacado em vermelho, no tronco principal da Interligação Norte-Sudeste, desde a subestação de Marabá até Emborcação, sem considerar os circuitos que integram os reforços dos sistemas receptores.

Diferentemente da primeira e da segunda interligações, o terceiro circuito não dispõe de TCSC instalado em suas extremidades.

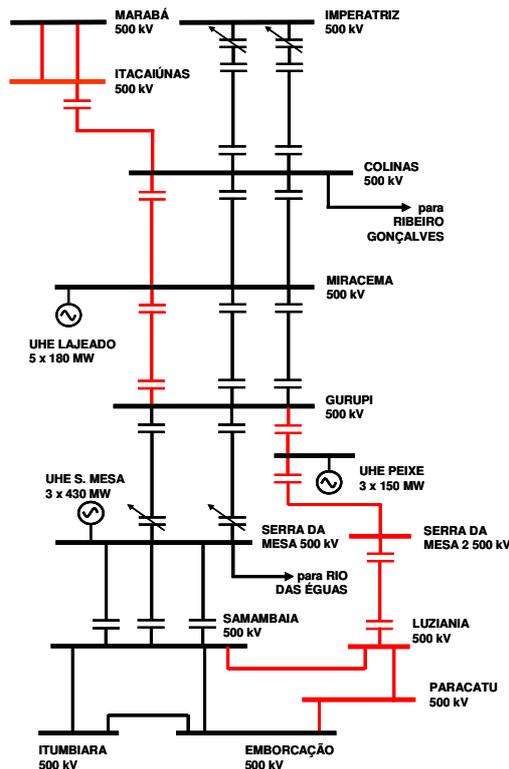


FIGURA 1 – Diagrama geral – conexão dos circuitos de 500 kV da Interligação Norte-Sudeste III ao SIN

3.0 - OSCILAÇÃO ENTRE AS ÁREAS NORTE E SUDESTE

A interligação de dois grandes subsistemas elétricos leva ao surgimento de um modo de oscilação entre áreas, com características de baixo amortecimento e baixa frequência. Em função disso, deve-se promover a otimização das fontes de controle do sistema para agregar amortecimento à oscilação e garantir uma operação segura.

O modo Norte-Sudeste surgiu após a entrada em operação da primeira interligação. Desde então, os estabilizadores do Nordeste – especificamente, das UHE Xingó, Paulo Afonso IV e Luiz Gonzaga – e os TCSC vêm sendo otimizados a cada grande alteração topológica no sistema que envolva estas áreas. Esta mesma ação foi tomada quando da entrada em operação da segunda interligação e assim foi feito nesta terceira etapa.

O desempenho dinâmico desta oscilação sob o enfoque da estabilidade frente a pequenas perturbações foi de fundamental importância para um melhor entendimento das soluções encontradas durante a otimização.

3.1 Características do Modo Norte-Sudeste

Através do uso de ferramentas de análise linear [4], realizou-se uma avaliação das características do modo Norte-Sudeste para vários patamares de carga e diversos valores de intercâmbio entre as regiões. Foi possível então quantificar frequência e amortecimento, a partir dos respectivos pólos, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Avaliação do amortecimento do modo N-SE

Caso	Autovalor	Amortecimento	Frequência
Carga leve #1	-0,1021 ± j 2,3132	4,41%	0,37 Hz
Carga leve #2	-0,1675 ± j 2,4078	6,94%	0,38 Hz
Carga leve #3	-0,2153 ± j 2,3404	9,16%	0,37 Hz
Carga pesada #1	-0,1526 ± j 2,1124	7,21%	0,34 Hz
Carga pesada #2	-0,2247 ± j 2,1871	10,22%	0,35 Hz

O coeficiente de amortecimento (ζ) utilizado neste trabalho é calculado com base nos autovalores. Dependendo dos níveis observados de amortecimento das oscilações eletromecânicas, pode-se avaliar o quanto o sistema é estável ou o quanto este se aproxima da instabilidade.

Dessa forma, assumiu-se como critério que valores de amortecimento abaixo de 5% não garantem suficiente estabilidade para o sistema, tendo em vista um certo grau de incerteza que naturalmente envolve os modelos computacionais, especialmente a modelagem da carga. Para oscilações inter-áreas que apresentem níveis de amortecimento entre 5% e 10%, deve-se ter atenção especial ao desempenho dinâmico do sistema e proceder à otimização de controladores de forma adequada, a fim de agregar amortecimento a essas oscilações.

A partir do que foi exposto, tem-se os seguintes comentários:

- Observa-se na tabela anterior que os valores de amortecimento são menores nos casos de carga leve do que em carga pesada. Isso ocorre devido ao fato de haver menor inércia no sistema e, conseqüentemente, menor número de estabilizadores;
- Pelo mesmo motivo, ou seja, por apresentar baixa inércia, a frequência observada em carga leve é maior do que em carga pesada.

Ao longo do processo de otimização de controladores, é necessário identificar quais são os cenários mais críticos com relação ao desempenho dinâmico para que a proposição de ajustes seja robusta o suficiente mesmo nos casos com os piores índices de amortecimento. Por isso, foram avaliados diferentes patamares de carga, em diferentes condições de intercâmbio, para determinar os cenários de mais baixo amortecimento.

Dentro dessa filosofia e atendendo ao critério $n-1$ do planejamento, deve-se avaliar também a indisponibilidade simples de elementos e apontar qual é a pior rede alterada que ocasiona um desempenho dinâmico inadequado para a oscilação inter-área.

Sendo assim, dentre as diversas indisponibilidades de linhas que foram analisadas neste trabalho, a partir do cenário mais crítico de carga leve (#1), aquela que se mostrou mais influente no comportamento dinâmico do modo N-SE foi a retirada da LT 500kV São João do Piauí – Boa Esperança, que reduziu significativamente o amortecimento da oscilação, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Indisponibilidade de elementos x amortecimento do modo N-SE

Caso	Autovalor	Amortecimento	Frequência
Sistema completo (Carga Leve #1)	-0,1021 ± j 2,3132	4,41%	0,37 Hz
Sem LT 500kV S. J. do Piauí – Boa Esperança	-0,0406 ± j 2,1356	1,90%	0,34 Hz

Os resultados obtidos em carga leve permanecem válidos também na carga pesada, ou seja, a saída da LT 500kV São João do Piauí – Boa Esperança foi a que mais reduziu o amortecimento do modo Norte-Sudeste.

3.2 Influência dos Estabilizadores e dos TCSC

Sabendo-se que os estabilizadores de Luiz Gonzaga, Paulo Afonso IV e Xingó são os que mais agregam amortecimento ao modo Norte-Sul, realizou-se uma análise de sensibilidade quanto à presença ou não destes equipamentos a fim de comprovar sua real importância e a necessidade de otimização em cada um deles.

A Tabela 3 apresenta os valores de frequência e amortecimento para o modo Norte-Sudeste, a partir do cenário mais crítico de carga leve (#1), quando não se considera os PSS nas usinas influentes, de forma isolada ou combinada entre elas, comparados ao caso com o sistema completo. Observa-se ainda o efeito da retirada dos TCSC das interligações Norte-Sudeste I e II sobre o amortecimento da oscilação inter-área.

Tabela 3 – Usinas mais influentes no amortecimento do modo N-SE

Caso	Autovalor	Amortecimento	Frequência
Sistema completo	-0,1021 ± j 2,3132	4,41%	0,37 Hz
Sem PSS Luiz Gonzaga	-0,0675 ± j 2,3202	2,91%	0,37 Hz
Sem PSS Paulo Afonso IV	-0,0266 ± j 2,3436	1,14%	0,37 Hz
Sem PSS Xingó	-0,0046 ± j 2,3010	0,20%	0,37 Hz
Sem PSS Xingó, Luiz Gonzaga e P. Afonso IV	+0,1067 ± j 2,3177	-4,60%	0,37 Hz
Sem TCSC	-0,0612 ± j 2,3013	2,66%	0,37 Hz

Vários aspectos podem ser observados na tabela anterior:

- A retirada dos estabilizadores da UHE Xingó é a que mais trouxe redução no amortecimento do modo inter-área, seguida da retirada dos PSS das UHE Paulo Afonso IV e Luiz Gonzaga, nesta ordem;
- Se comparados aos estabilizadores do Nordeste, os TCSC apresentam pouca eficiência sobre o amortecimento do modo N-SE, semelhante aos PSS da UHE Luiz Gonzaga de forma isolada. Por esse motivo, torna-se mais premente a otimização dos estabilizadores do que dos TCSC;

- A instabilidade verificada na retirada dos estabilizadores das três usinas indica a importância da contribuição destes equipamentos para a estabilidade do sistema com relação à oscilação Norte-Sudeste;
- Deve-se então priorizar a otimização dos estabilizadores das UHE Xingó, Paulo Afonso IV e Luiz Gonzaga. Qualquer tentativa de otimizar outros PSS demandará um esforço de controle muito grande sem alcançar os mesmos benefícios.

4.0 - OTIMIZAÇÃO DOS ESTABILIZADORES

A partir dos resultados das análises descritas anteriormente e considerando as usinas cujos PSS devem ser reajustados, procedeu-se ao projeto de otimização destes estabilizadores.

Cabe ressaltar que a filosofia de controle adotada para o ajuste foi baseada em uma dupla sintonia dos PSS. Isso significa que a compensação de fase proposta deve abranger duas frequências distintas: do modo local das usinas (situado entre 1,2Hz e 1,6Hz) e do modo Norte-Sudeste (entre 0,3Hz e 0,4Hz).

A Figura 2 mostra o diagrama de blocos representativo da estrutura do PSS do tipo integral de potência acelerante, de mesma função daqueles que estão presentes em Paulo Afonso IV, Xingó e Luiz Gonzaga.

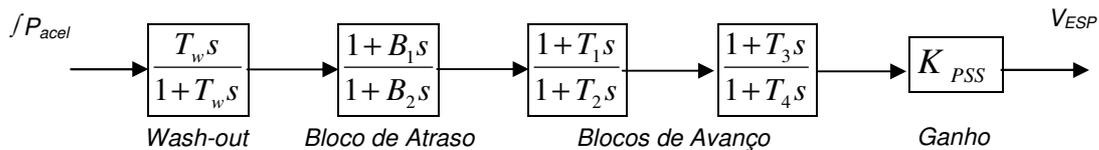


Figura 2 – Diagrama de blocos representativo do PSS de integral de potência acelerante

Com base nessa estrutura, foi elaborado um conjunto de ajustes dos estabilizadores para cada uma das usinas, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Novos ajustes dos PSS de Paulo Afonso IV, Xingó e Luiz Gonzaga

Projeto	T_w	B_1	B_2	$T_1 = T_3$	$T_2 = T_4$	K_{pss}	Usinas
Ajustes antigos *	3,0	0,33	1,47	0,21	0,04	25	Três usinas
Ajustes novos	3,0	0,35	0,90	0,16	0,03	35	Xingó
	3,0	0,15	0,50	0,16	0,03	35	Luiz Gonzaga
	3,0	0,40	1,10	0,16	0,03	35	P. Afonso IV

* O ganho K_{pss} em Xingó era de 35 pu/pu

Destaca-se que, a partir do término dos estudos de otimização, ocorreu todo um planejamento para que este projeto fosse implantado em campo, através de ações conjuntas do ONS e da Chesf, que permitiram e viabilizaram com sucesso a realização de ensaios nas unidades geradoras e seus estabilizadores. A implantação dos ajustes da otimização foi feita entre os meses de julho e setembro de 2008.

4.1 Avaliação de Robustez dos Ajustes

A Tabela 5 apresenta a comparação entre os ajustes antigos e os ajustes novos dos estabilizadores para o pior cenário de carga leve, tanto em rede completa, como na indisponibilidade mais crítica. Verifica-se que houve um significativo aumento do amortecimento, garantindo assim uma melhoria na segurança operativa do sistema. Em função disso, pode-se explorar maiores valores de intercâmbio entre áreas, uma vez que o sistema se encontra mais amortecido. Esta mesma conclusão é válida para os demais cenários de carga (leve e pesada).

Tabela 5 – Avaliação do amortecimento – Modo N-SE

Caso – PSS antigos	Autovalor	Amortecimento	Frequência
Rede completa (Carga Leve #1)	-0,1021 ± j 2,3132	4,41%	0,37 Hz
Sem LT 500kV Boa Esperança/ S. João do Piauí	-0,0406 ± j 2,1356	1,90%	0,34 Hz
Caso – PSS novos	Autovalor	Amortecimento	Frequência
Rede completa (Carga Leve #1)	-0,2803 ± j 2,2986	12,10%	0,37 Hz
Sem LT 500kV Boa Esperança/ S. João do Piauí	-0,2295 ± j 2,1153	10,79%	0,34 Hz

Esses números podem ser visualizados através de simulações de resposta no tempo. A Figura 3 mostra o comportamento da frequência da UHE P.Afonso IV após um distúrbio, com os ajustes antigos e os ajustes novos.

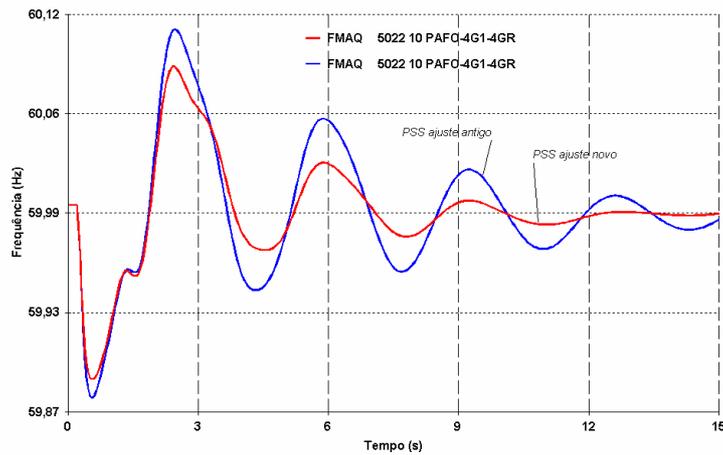


Figura 3 – Frequência dos geradores da UHE Paulo Afonso IV

5.0 - GANHOS RELACIONADOS A INTERCÂMBIOS ENTRE ÁREAS E SUBSISTEMAS

O benefício técnico obtido com o processo de otimização se traduz em melhor desempenho dinâmico do SIN, que se reflete em elevação de intercâmbio entre as áreas do sistema. Foram investigadas duas situações de limite de intercâmbio em que pode ser observado e quantificado o acréscimo de fluxo entre áreas com relação aos valores praticados, em virtude da otimização dos PSS das usinas de Paulo Afonso IV, Xingó e Luiz Gonzaga. Na primeira situação, foi avaliado um cenário de elevado Recebimento Nordeste (RNE) cuja limitação por oscilação de tensão ocorreu para a perda da Interligação Sudeste-Nordeste. Considerando a otimização dos estabilizadores da Chesf, o valor limite que fora definido teve um aumento de 400MW, sem violação dos critérios de análise de estabilidade utilizados pelo ONS (Sub-Módulo 23.3 dos Procedimentos de Rede).

A Figura 4 mostra o comportamento da tensão na SE 500kV Ribeiro Gonçalves, com os ajustes antigos e os novos, evidenciando um substancial ganho de amortecimento com a adoção do projeto proposto de otimização.

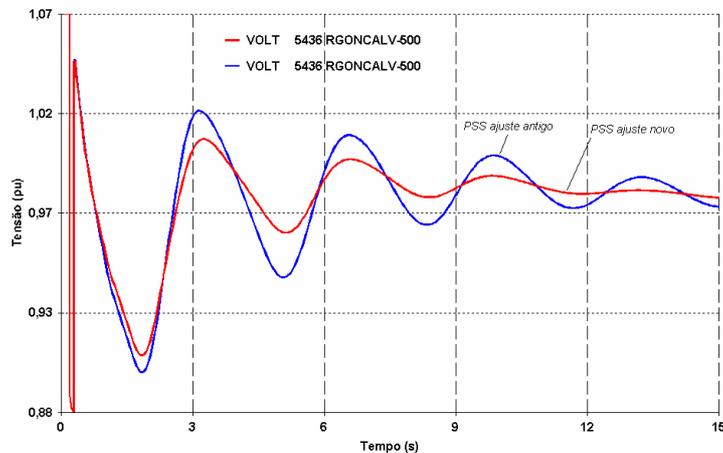


Figura 4 – Tensão na barra de 500kV de Ribeiro Gonçalves

Este novo patamar de RNE, acrescido de 400MW, representa praticamente 1 unidade geradora da UHE Xingó que deixaria de gerar no período de baixa afluência do Nordeste, favorecendo a situação energética da área.

Para ilustrar outro resultado expressivo, pode-se citar o ciclo de estudos do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) do ONS 2009-2012, onde o recebimento máximo pelo Sudeste (RSE) havia sido calculado em 9300MW, para o ano de 2012. A contingência limitante – por oscilações de tensão – foi a perda dupla da LT 500 kV Bateias-Ibiúna. O cenário apresentava ainda exportação máxima do Sudeste para o Nordeste, em que Itaipu estava gerando 6000MW. A revisão dos estudos, considerando os novos ajustes dos PSS da Chesf, mostrou que o RSE poderia chegar a valores próximos de 10000MW, proporcionado assim um ganho no intercâmbio acima de 600MW, respeitando-se os critérios de análise utilizados pelo ONS, sem prejuízo da segurança operativa do SIN. A diferença de desempenho pode ser verificada pelo comportamento da tensão na SE 765kV Ivaiporã, mostrada na Figura 5, antes e depois da otimização dos PSS.

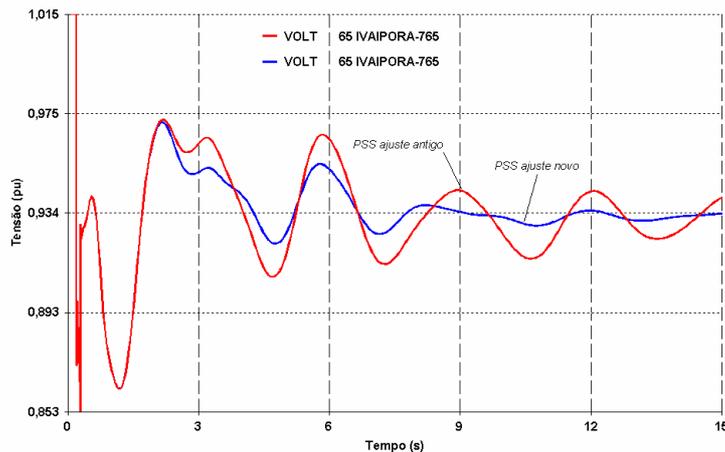


Figura 5 – Tensão na barra de 765kV de Ivaiporã

Em períodos em que haja a necessidade de coordenar a operação dos reservatórios do Sudeste e do Nordeste, respeitando-se a curva de aversão a risco, e aproveitando o excedente de energia vinda do Sul, um acréscimo de 600MW no intercâmbio Sul-Sudeste representa praticamente 4 unidades geradoras da UHE Furnas, metade da capacidade da usina, que deixaria de gerar no período de baixa afluência.

6.0 - BENEFÍCIOS ECONÔMICOS

O sistema de transmissão do SIN viabiliza as transferências de energia entre as diversas bacias hidrográficas que apresentam diversidades hidrológicas entre si. Desta forma, os grandes troncos de interconexão regional funcionam como se fossem usinas virtuais, provendo uma significativa flexibilidade operacional, na medida em que permitem transferir a energia armazenada entre subsistemas e/ou exportar a energia natural afluente excedente, reduzindo a probabilidade de déficits de energia, a necessidade de complementação térmica ou mesmo evitando vertimentos de excedentes turbináveis no(s) subsistema(s) exportador(es).

Com a otimização dos controladores e o aumento dos intercâmbios entre áreas decorrente deste processo, haverá benefícios para um melhor aproveitamento dos recursos de geração, pela redução das restrições de trocas energéticas entre áreas.

Uma das maneiras de se avaliar benefícios econômicos de natureza eletroenergética é mensurar, no horizonte de planejamento da operação (5 anos), as reduções esperadas nos custos marginais de operação – CMO, que indicam o valor econômico de cada MWh a ser produzido no SIN e, conseqüentemente, os reflexos na comercialização futura da energia elétrica.

As Figuras 6 e 7 apresentam, para as regiões Sudeste e Nordeste, respectivamente, um resumo dos benefícios do aumento nos limites de recebimento de energia por estas regiões, em função da otimização dos controladores. Entre os anos de 2009 e 2013, avaliou-se, através de simulações eletroenergéticas da operação do SIN, com o Modelo NEWAVE [5], quais as possíveis diferenças de CMO, em R\$/MWh, para cada um dos 2.000 cenários sintéticos de energias naturais afluentes ao SIN – curvas de permanência das diferenças de CMO.

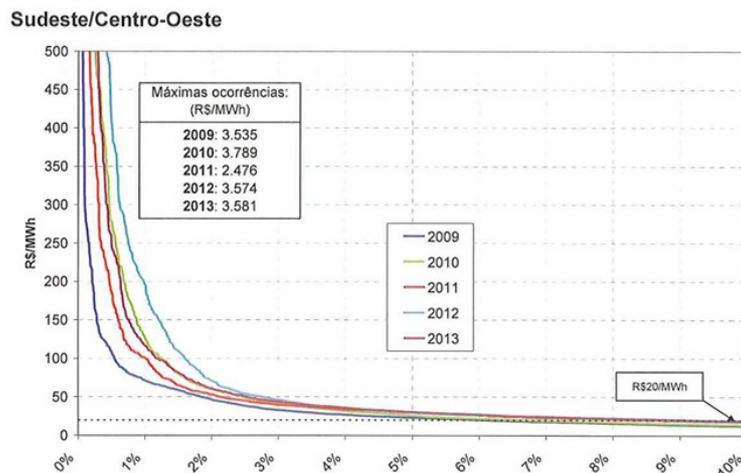


Figura 6 – Diferenças nos custos marginais de operação – Sudeste/Centro Oeste

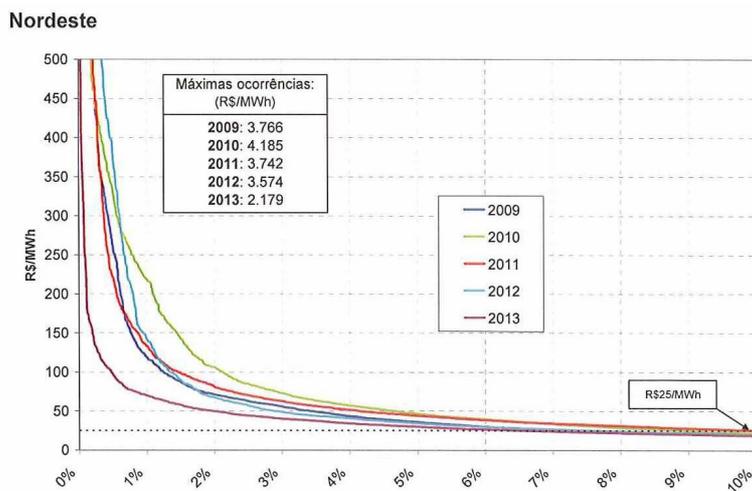


Figura 7 – Diferenças nos custos marginais de operação – Nordeste

Observa-se que em 10% das séries sintéticas simuladas, para todo o horizonte de análise, as diferenças de custos marginais são superiores a 20 R\$/MWh, no Sudeste/Centro Oeste e 25 R\$/MWh no Nordeste; as figuras permitem concluir também que poderão ocorrer cenários hidrológicos em que estas diferenças são importantes, chegando-se a valores que ultrapassam montantes de 100 R\$/MWh, elevando-se a pontos extremos da ordem de 4.000 R\$/MWh. Isso indica que a otimização dos controladores, além de aumentar a segurança operacional do SIN, poderá trazer economias importantes, dependendo do cenário hidrológico vigente.

7.0 - CONCLUSÃO

- A entrada em operação da Interligação Norte-Sudeste III permitiu a exploração do aumento dos limites de transferência de potência entre as regiões, associada à otimização de controladores para garantir amortecimentos às oscilações inter-áreas;
- Os estabilizadores das usinas de Xingó, Paulo Afonso IV e Luiz Gonzaga ainda apresentam forte influência no amortecimento desta oscilação;
- Os TCSC localizados na SE Imperatriz e na SE Serra da Mesa já não representam mais a principal fonte de amortecimento da oscilação Norte-Sudeste;
- Os ajustes recomendados e implantados com sucesso em campo, durante os meses de julho e setembro de 2008, possibilitaram um aumento do intercâmbio atualmente praticado entre as regiões do SIN, trazendo uma maior segurança operativa do sistema, pois as amplitudes das oscilações entre as áreas são reduzidas de forma significativa;
- Como exemplo, cita-se o recebimento de energia pelo Nordeste, cujo valor pode ser acrescido de aproximadamente 400 MW com a otimização dos PSS. No caso da região Sudeste, seu recebimento de energia pelo Sul chegou a valores adicionais da ordem de 600 MW.
- Este acréscimo torna-se importante quando são levadas em consideração as condições energéticas previstas para os próximos anos, contribuindo para minimizar riscos de déficit no subsistema Nordeste.
- Simulações de operação eletroenergética com o Modelo NEWAVE para o horizonte de 2009 a 2013 indicam que poderão ocorrer cenários hidrológicos em que as reduções nos custos marginais de operação são superiores a 100 R\$/MWh.
- No horizonte de simulação considerado, 10% dos cenários apresentam reduções nos custos marginais de operação superiores a 20 R\$/MWh na região Sudeste/Centro Oeste e 25 R\$/MWh na região Nordeste.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Procedimentos de Rede do ONS – site www.ons.org.br
- (2) N.MARTINS, A.A.BARBOSA ET ALL. Retuning Stabilizers for the North-South Brazilian Interconnection – IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 1999, Vol. 1, pag. 58-67
- (3) PAULO GOMES, MARCELOS G. DOS SANTOS ET ALL. Experiência Brasileira com a Utilização de TCSC em Circuitos Paralelos – XI ERIAC, 2005, Hernandarias, Paraguay
- (4) Programa PacDyn – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel)
- (5) Programa NEWAVE – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel)