



GRUPO - IV

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

**LÓGICA DE REDUÇÃO DE GERAÇÃO E ITAIPU 60 Hz PARA EVITAR COLAPSO DE TENSÃO NO TRONCO
765 kV DE FURNAS**

Alan Bartoski (*)
UNIOESTE

Robson Almir de Oliveira
ITAIPU

Rui Jovita G. C. Silva
ITAIPU

RESUMO

Em um cenário no qual os sistemas de transmissão aproximam-se de seus limites de estabilidade, a busca de estratégias que evitem problemas de instabilidade e colapso de tensão mostra-se de fundamental importância. Em sistemas radiais, como o tronco 765 kV de Furnas, em momentos de carga elevada, a ocorrência de curtos-circuitos com desligamento de linhas de transmissão, assim como o corte de externos de geração, podem causar elevação na corrente de excitação das unidades geradoras de Itaipu 60 Hz.

A elevação da corrente de excitação pode muitas vezes ultrapassar o limite térmico permitido ao sistema de excitação. Para esses casos, existem limitadores de sobre-excitação responsáveis por reduzir a corrente de excitação a valores não destrutivos, porém, sem levar em conta o efeito sistêmico que tal redução pode causar. Assim, em ocorrências desta natureza, a redução de corrente leva a uma queda de tensão no terminal gerador em função da diminuição de potência reativa gerada. Esse fenômeno pode evoluir para uma condição de instabilidade de tensão que, caso não seja resolvida, pode resultar em um cenário de colapso, como já ocorrido várias vezes no tronco de transmissão associado à Itaipu 60 Hz.

Assim sendo, para evitar uma situação instabilidade ou colapso, criou-se a lógica de redução do ponto base, que faz a redução de geração em Itaipu 60 Hz de forma a reduzir o fluxo de potência ativa nas linhas do tronco 765 kV, reduzindo o consumo de reativos e, assim, a corrente de excitação, antes da atuação dos limitadores de sobre-excitação.

Desta forma, este trabalho apresenta a lógica de redução de ponto base bem como seu respectivo ajuste para eventos de elevado impacto no tronco 765 kV, como faltas com desligamento duplo de linhas, corte de geração no sistema interligado nacional brasileiro e combinações envolvendo os dois eventos, de forma a observar a eficácia da redução em eventos com queda de frequência.

PALAVRAS-CHAVE

Instabilidade de tensão, redução de geração, limitadores de corrente de campo.

1.0 - INTRODUÇÃO

Quando um Sistema de Elétrico de Potência (SEP) encontra-se com alto nível de carregamento e sofre contingências são grandes as chances de resultar em desligamentos parciais ou até mesmo totais. Um dos fatores que podem agravar os efeitos dinâmicos das contingências é a atuação dos limitadores de sobre-excitação das unidades geradoras (KUNDUR, 1994).

Os limitadores de sobre-excitação são dispositivos que protegem o enrolamento de campo, reduzindo a tensão de

excitação até a corrente no rotor retornar aos limites permissíveis pela curva de capacidade da unidade geradora. A atuação de limitadores de sobre-excitação resulta na redução da tensão terminal das unidades geradoras (UGs), que pode ser um agravante e influenciar diretamente na estabilidade de tensão do SEP, ao qual as UGs em questão estão conectadas (PADIYAR, 2008).

Existem várias formas pelas quais a corrente de excitação pode ultrapassar os limites máximos considerados seguros. Dentre as causas mais relevantes estão as sobrecargas, em que a tensão de todo o sistema é reduzida em função do aumento do consumo de potência reativa, e as elevações de corrente devido à ocorrência de faltas e desligamento de grandes montantes de geração (OHTSUKI, 1991).

Dessa forma, em momentos de elevado consumo de potência reativa pelas linhas e transformadores do tronco de 765 kV de Furnas, os sistemas de excitação das UGs de Itaipu 60 Hz desempenham papel fundamental no suprimento da demanda de reativos, tanto durante o funcionamento normal, como na ocorrência de eventos no tronco ou no sistema interligado nacional (SIN-BR).

Dentre os mais variados eventos que podem ocorrer no sistema elétrico brasileiro, existem alguns que, dependendo de sua severidade e das condições iniciais do sistema, podem refletir no aumento expressivo na demanda de potência reativa de Itaipu 60 Hz, resultando em sobrecarga do sistema de excitação. Para estes casos, desenvolveu-se um sistema com dois limitadores de corrente de excitação, que diminuam a corrente de excitação das UGs para valores seguros, evitando danos devido ao superaquecimento.

Um inconveniente que surge devido a atuação dos limitadores de corrente de excitação é a limitação da geração de potência reativa das UGs, fato este que pode resultar em uma condição de instabilidade de tensão. Para evitar esta condição, criou-se a lógica de redução de geração em Itaipu 60 Hz, que faz com que o consumo de reativo no tronco 765 kV diminua em função da redução da corrente nas linhas meio da diminuição de potência ativa gerada. A essa lógica deu-se o nome de Lógica de Redução do Ponto Base (LRPB).

Este trabalho trata do ajuste da LRPB, a qual possui a finalidade de evitar afundamento ou até mesmo colapso de tensão no tronco de 765 kV de Furnas, sendo isto feito por meio da redução da potência ativa gerada em Itaipu 60 Hz.

2.0 - ESTABILIDADE DE TENSÃO

Em um sistema radial, composto por uma fonte de tensão, uma linha e sua impedância e uma carga, quando a impedância da carga é menor do que a da linha, um aumento na carga resulta numa queda de tensão mais significativa do que o aumento da corrente observado, causando uma queda na potência transmitida. Nessas condições o sistema entra numa condição instável, podendo ser agravada se a carga possuir transformadores com mudança de *Tap* sob carga (ULTC). (KUNDUR, 1994).

Segundo Ohtsuki (1991), a atuação de transformadores com ULTCs, na tentativa de manter tensão constante no terminal da carga, ocorre uma redução da tensão no terminal de alta tensão, o que pode acelerar uma condição de instabilidade e, em casos mais extremos, levar a um colapso de tensão se nenhuma medida operativa for realizada.

Segundo Kundur (1994), outro efeito a ser considerado no comportamento da tensão é o consumo de reativos no terminal emissor. De modo geral, o consumo de reativo, tanto nas linhas quanto nos transformadores, varia de forma quadrática com a corrente de carga, causando uma queda na tensão terminal se tal demanda não for suprida.

Como os grandes fornecedores de reativo no terminal emissor são os geradores síncronos, se houver alguma limitação na produção de potência reativa não se pode considerar a tensão na fonte como constante. A atuação de limitadores de corrente de excitação causa este efeito. A combinação do efeito da queda da tensão no receptor, a atuação dos ULTCs e a atuação de limitadores de corrente de excitação nas MS leva o sistema a condições altamente propícias a um colapso de tensão (PADIYAR, 2008).

Para o caso do tronco 765 kV de Furnas, em situações de elevado carregamento, na ocorrência de eventos internos como desligamentos de uma ou mais linhas, ou até mesmo para eventos externos ao tronco como perdas de grandes blocos de geração, podem ocorrer sobrecargas das linhas de transmissão, fazendo estas operar muito acima da SIL (*Surge Impedance Load*), elevando o consumo de reativo. Este efeito causa uma intensificação da queda de tensão no tronco devido ao aumento da corrente de carga. Aliado ao efeito da queda de tensão tem-se ainda a atuação dos ULTCs da subestação de Ivaiporã e a atuação do limitador de corrente de excitação das UGs de Itaipu 60 Hz, que podem desencadear uma situação propícia ao colapso de tensão no tronco, conforme os eventos relatados por Silva (1996), Santo (1995) e Farias (2001).

Entretanto, sabe-se que a evolução do sistema de transmissão afastou o ponto de colapso de tensão do ponto de operação, mas o problema ainda permanece presente.

Paralelamente, num módulo de apoio denominado AVBSPT, são realizadas as checagens de limite de corrente e tempo de violação do limite térmico de todas as máquinas conectadas em modo AUTO e MANUAL. É nesse módulo que a tomada de decisão da redução de geração ocorre, sendo nele onde está programada a LRPB.

Caso uma das UGs possua uma corrente de excitação superior ao limite e, se esta violação persistir por um tempo "T" previamente ajustado, é enviado um sinal de ativação da lógica (*flag*) destinado ao CAG 60 Hz, assim como um valor em MW proporcional ao erro de corrente a ser reduzido da referência de geração do setor.

Dessa forma, verifica-se que existem dois parâmetros que necessitam ser ajustados a fim de tornar a LRPB funcional, que são o tempo em segundos entre envios de sinais ao CAG 60 Hz, "T", e o ganho "K" em MW/A do cálculo do MW a ser reduzido em função do erro de corrente de excitação.

4.0 - AJUSTE DOS PARÂMETROS DA LRPB

Os eventos utilizados para realizar o ajuste foram selecionados com base na sua severidade e influência na frequência do sistema para tornar possível observar o efeito da regulação primária na corrente de campo.

4.1 Eventos selecionados para o ajuste da LRPB

A seleção dos eventos para realizar o ajuste levou em conta fatores como o valor da corrente de excitação em regime alcançada sem a atuação da LRPB (IC_{regime}), nível de carregamento do SIN-BR e o efeito no tempo de resposta das UGs devido à influência do evento na frequência do sistema.

Utilizou-se casos base com carga pesada e carga leve no SIN-BR, obtidos do baco de dados do ONS. Os casos de carga pesada tiveram o intuito de intensificar as condições para instabilidade de tensão. Já os casos em carga leve no SIN-BR foram utilizados para intensificar o efeito da regulação primária durante os eventos de perda de geração, pois neste caso Itaipu 60 Hz contribuirá com mais potência para o sistema, agravando o consumo de reativo no tronco 765 kV.

Tendo essas condições em mente, os eventos selecionados para ajuste foram:

- Evento 1: curto-circuito em Foz seguido de desligamento duplo de linhas entre as subestações de Foz do Iguaçu e Ivaiporã (FI-IV) em um período de carga pesada;
- Evento 2: curto-circuito em Foz seguido de desligamento de uma única linha no trecho FI-IV em conjunto com bloqueio de um polo com 1500 MW do elo CC de Furnas em carga leve;
- Evento 3: bloqueio de dois polos do elo CC de Furnas totalizando 3000 MW em carga leve no SIN-BR.

4.2 Avaliação dos ajuste da LRPB

Para se determinar a validade dos ajustes, criou-se os seguintes erros: erro de tempo, erro de corrente de excitação e erro de geração de potência ativa.

O erro de tempo, " ΔT ", consiste na diferença entre os 10 minutos da atuação do limitador e o instante no qual a corrente de ficou inferior a 2 p.u. ($t_{IC=2\text{ p.u.}}$), com uma margem de segurança de um ciclo da LRPB (T segundos). O cálculo é realizado de acordo com a equação 1. Para ser válido o ajuste este erro deve ser sempre positivo, caso contrário a redução foi em tempo posterior a atuação do limitador de tempo definido.

$$\Delta T = 600 - T - t_{IC=2\text{ p.u.}} \quad (1)$$

Já o erro de corrente de campo, " ΔIC ", consiste na diferença entre a corrente de excitação em 10 min ($IC_{(t=600\text{ s})}$) e o limite de 2 p.u.. O cálculo é realizado de acordo com a equação 2. O ideal que este erro seja próximo de zero, não reduzindo além do necessário nem o insuficiente que leve a atuação do limitador de tempo definido.

$$\Delta IC = IC_{(t=600\text{ s})} - 2 \quad (2)$$

Por fim, o erro de geração, " ΔG ", é calculado pela diferença entre a potência gerada ao término da simulação e a última referência de potência, ambos obtidos em $t = 800$ s de simulação, tempo este estimado como suficiente para que o sistema entre em regime permanente. Na equação 3 é apresentada a forma de cálculo utilizada. O ideal é que este erro seja próximo de zero de forma que não haja redução além do necessário, pois espera-se que a atuação da lógica seja em momento crítico e se houvesse uma redução muito grande poderia degradar ainda mais o controle de frequência do sistema.

$$\Delta G = \frac{(P_{IC=2\text{ p.u.}} - P_{(t=800\text{ s})})}{(P_{\text{máx}} - P_{IC=2\text{ p.u.}})} \times 100\% \quad (3)$$

Onde: $P_{m\acute{a}x}$ é a potência máxima atingida durante o período de simulação (MW), sem levar em conta o período de transitório inicial; $P_{(t=600s)}$ corresponde à potência gerada ao término do período de simulação adotado e $P_{IC=2 p.u.}$ corresponde à potência gerada no instante em que a corrente de excitação fica inferior a 2 p.u..

Definida a métrica para determinar se os ajustes eram ou não apropriados, realizou-se o processo de varredura para encontrar o melhor ajuste, ou seja, a combinação “K” e “T” que reduzam a corrente em tempo hábil com o mínimo de erro de geração (ΔG).

4.3 Simulações no Equivalente Dinâmico

As simulações utilizando o equivalente dinâmico, desenvolvido por Almeida (2008), levam a um tempo de processamento muito inferior ao tempo com o sistema completo, haja vista que o tempo de simulação é elevado, pois deve ser superior a atuação do limitador de tempo definido que é de 10 minutos. O objetivo destas simulações foi compreender a dinâmica dos ajustes, onde foi possível realizar uma varredura nas combinações de “K” e “T” e assim determinar as faixas de ajustes mais apropriadas.

Neste sentido, considerou-se uma faixa entre 0,3 e 2 MW/A no ganho K, enquanto para os valores de “T” considerou-se a faixa entre 20 e 200 segundos entre cada envio de redução ao CAG 60 Hz. Nesta etapa utilizou-se o evento 1, que não envolve perda de geração no SIN-BR, visto que o modelo de regulador de velocidade (RV) utilizado no equivalente dinâmico não permitia analisar eventos com queda na frequência, uma vez que o RV possui características de um controlador isócrono.

Com a métrica apresentado no item anterior, realizou-se o processo de varredura para encontrar o melhor ajuste, ou seja, a combinação “K” e “T” que reduzam a corrente em tempo hábil com o mínimo de erro de geração. Na Tabela 1 são mostrados os resultados mais relevantes considerando o evento 1.

Tabela 1 – Ajustes obtidos usando o Equivalente Dinâmico na ocorrência do evento 1

Ajustes da LRPB									
T(s)	K(p.u.)	ΔT (s)	ΔIC (p.u.)	ΔG (MW)	T(s)	K(p.u.)	ΔT (s)	ΔIC (p.u.)	ΔG (MW)
60	0,35	-56,8	0,006	-4,6	80	0,50	-8,6	0,001	-5,6
	0,40	65,9	-0,006	-9,0		0,55	64,5	-0,012	-15,4
	0,45	67,2	-0,008	-9,6		0,60	134,4	-0,013	-16,2
100	0,55	-42,6	0,004	-0,4	120	0,55	-195,0	0,019	1,1
	0,60	142,2	-0,027	-23,3		0,60	61,9	-0,030	-12,2
	0,65	198,3	-0,040	-35,6		0,65	182,3	-0,050	-41,3
140	0,55	-24,1	0,004	-7,7	160	0,55	-48,6	0,005	-8,6
	0,60	60,5	-0,004	-17,7		0,60	119,8	-0,022	-33,4
	0,65	152,7	-0,032	-21,9		0,65	119,9	-0,025	-34,6

Realizando-se uma análise dos resultados na Tabela 1 é possível observar que para cada valor de tempo adotado foi possível encontrar um valor de ganho que levou a um resultado aceitável de ajuste.

4.4 Obtenção dos parâmetros usando o sistema completo

Nas simulações no sistema completo, após determinada a faixa mais apropriada para os parâmetros usando o equivalente dinâmico, realizou-se um ajuste mais minucioso do parâmetro K, porém, agora utilizando os três eventos inicialmente escolhidos.

Além disso, para os eventos 1 e 2 no sistema completo, realizou-se ajustes na geração de Itaipu a fim de se obter valores de corrente de excitação de regime IC_{regime} de 2,02 e 2,10 p.u. (numa base de 1714 A) após a contingência, isto para se ter a menor e maior variação de corrente a ser reduzido. Desta forma, foram buscados ajustes de “K” e “T” a fim de satisfazer ambas as condições iniciais pós-eventos. Este critério foi adotado para garantir que 80% da faixa de corrente acima do limite de 2 p.u. esteja na região em que a lógica é eficaz, tendo em vista que pequenos valores de IC acima de 2 pu, até 2,02 pu, não trazem maiores problemas ao sistema quando da atuação do limitador.

A fim de se obter o ajuste da LRPB no sistema completo e selecionou-se um valor de “T” de 60 s. Esta escolha levou em conta o menor valor de tempo para que as UGs entrem em regime após a perturbação. Por meio de simulações sem a atuação da LRPB observou-se um tempo entre 30 e 40 s para as UGs alcançar o regime, estabelecendo a necessidade de um valor de “T” acima de 40 s.

Feito isso, variou-se os valores de ganho até encontrar o ajuste que tivesse o menor erro de geração com um tempo de redução da corrente de excitação menor que 540 s pós-evento (600-T).

4.4.1 Resultado para ocorrência do Evento 1

A fim de estudar o comportamento da LRPB em eventos sem variação da frequência no SIN-BR, considerou-se o desligamento de duas linhas FI-IV para eliminar um curto-circuito na barra de saída da subestação de Foz do Iguaçu.

Na Figura 3 são apresentados os resultados da corrente de excitação (IC) com ganhos variando de 0,30 a 0,80. Na Figura 3(a) são mostrados os resultados para IC_{regime} de 2,02 e, na Figura 3(b) para IC_{regime} de 2,10 p.u

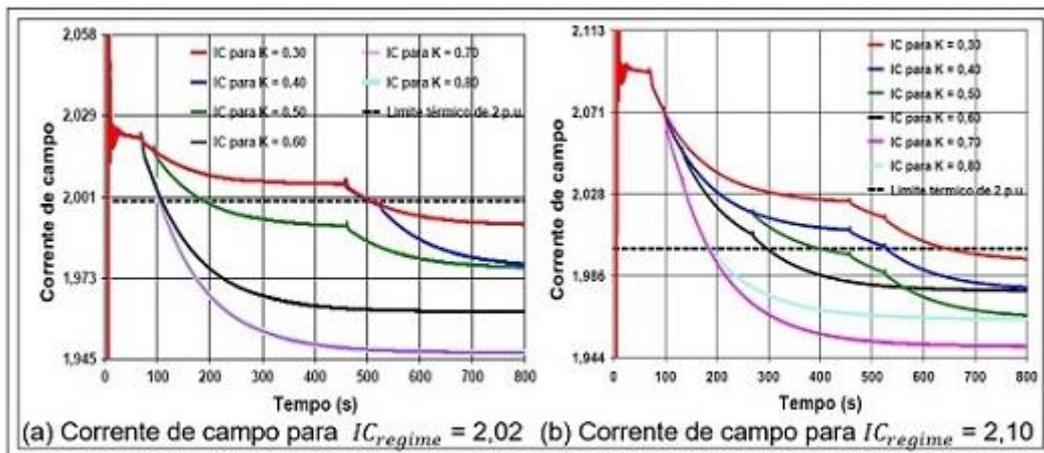


Figura 3 –Corrente de excitação para o Evento 1 com ganhos variando de 0,30 a 0,80

Comparando-se os resultados das Figuras 3(a) e 3(b), pode-se observar que para ganhos maiores que 0,60 o valor de *overshoot* foi mais expressivo, não sendo recomendados ganhos superiores a este valor.

Além disso, verifica-se que o ajuste com os valores de corrente mais próximos dos limites desejados seria o de ganho $K = 0,40$ com $T = 60$ s. Porém, como este não atende ao critério de tempo de redução de 540 s o mesmo foi descartado.

Analisando-se os valores obtidos para $K = 0,50$, verifica-se que este atende as condições de corrente de campo, pois realiza a redução antes dos 540 s da margem de segurança. Dessa forma, para o Evento 1, o ganho selecionado é de $K = 0,50$ com $T = 60$ s. Para o $K = 0,6$ a redução fica muito rápida, gerando um alto erro de tempo ("*Erro T*") o que não é desejável.

4.4.2 Resultado para ocorrência do Evento 2

A título de estudar o efeito da regulação primária em conjunto com o aumento expressivo da corrente de excitação na ocorrência de desligamentos de linhas, fez-se um evento com desligamento de uma linha FI-IV e perda de geração no SIN-BR. O resultado obtido com as duas condições de IC_{regime} pode ser visto nas Figuras 4(a) e 4(b).

Analisando-se os resultados apresentados nas Figuras 4(a) e 4(b), nota-se que ganhos menores que 0,50 não são capazes de garantir a redução dentro dos limites desejados, não sendo valores apropriados para ajuste. Verificar-se também que houve um tempo maior para que a redução da corrente se iniciasse, ultrapassando os 200s pós-evento.

Além disso, pode-se observar que ajustes com ganhos $K \geq 0,50$ satisfazem tanto as condições de tempo de 540 s quanto de corrente em 10 min para ambas as situações de corrente de regime. Assim, o ajuste que satisfaz as condições de corrente, e possui menor erro de geração, para uma perda simples FI-IV e corte de 1500 MW de geração, corresponde àquele com $K=0,50$.

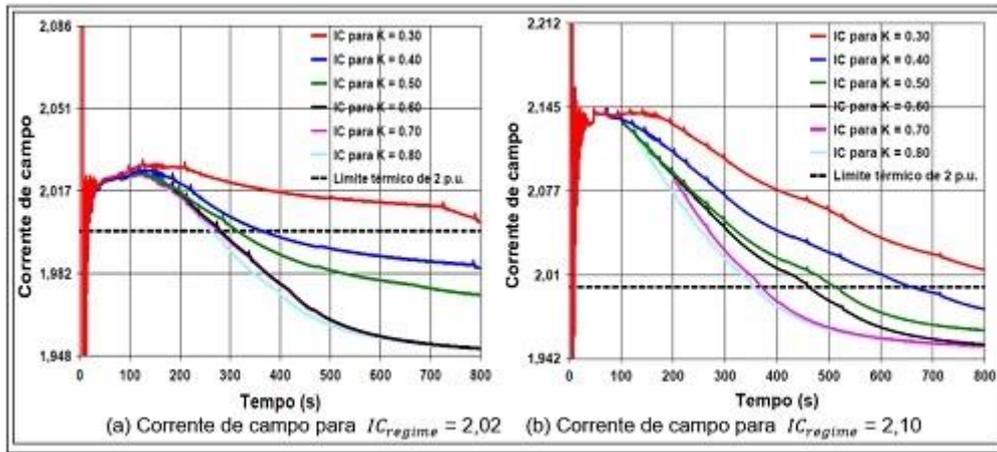


Figura 4 –Comportamento da corrente de excitação para a ocorrência do Evento 2

4.4.3 Resultados para ocorrência do Evento 3

A fim de tornar mais notório o efeito da regulação primária no comportamento da corrente de excitação, realizou-se simulações envolvendo maiores perdas de geração, porém, sem a ocorrência de desligamento de linhas.

O montante máximo suportado pelo atual caso base do ONS para simulação no Anatem foi de cerca de 3000 MW de corte de geração no elo CC de Furnas. Valores acima deste resultavam em falha de convergência das simulações no Anatem. Para este montante de corte de geração, o máximo valor de IC_{regime} obtido foi de cerca de 2,06 p.u. o qual foi utilizado para os ajustes.

O comportamento dinâmico da corrente de excitação durante o processo de redução, para diferentes valores de ganho, poder ser visto na Figura 5. Observa-se que para ganhos abaixo de 0,40 existe uma maior dificuldade em cumprir com as exigências de corrente em 10 min.

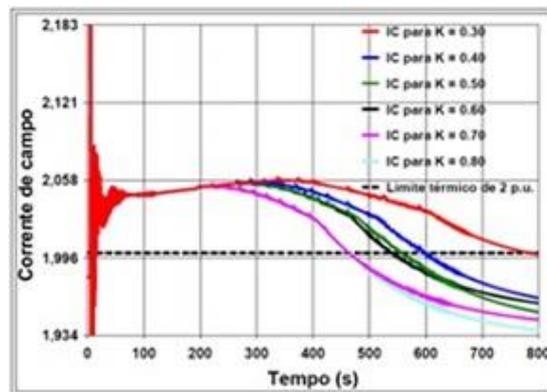


Figura 5 – Comportamento da corrente de excitação para a ocorrência do Evento 3

Verifica-se também que um evento com corrente de excitação superior a 2,06 p.u. tornaria os resultados para $K = 0,40$ e $0,50$ inaptos por estarem no limiar do limite de corrente de excitação em 10 minutos e não atenderem a margem de segurança de 540 s. Além disso, pode-se observar que apesar dos resultados para $K = 0,4$ e $0,5$ atenderem as condições de corrente em 10 minutos, não satisfazem a condição de tempo de redução, levando mais do que os 540 s aceitáveis. Já o resultado para $K = 0,6$ garante a redução em tempo apropriado, porém ao se comparar o erro de geração, observa-se que $K = 0,7$ resulta em um valor inferior de " ΔG ", sendo este o ajuste mais apropriado.

4.4.4 Consolidação dos resultados

As simulações com a utilização do equivalente dinâmico mostraram que é possível determinar um valor do ganho K para cada valor de T definido. Desta forma, definiu-se o valor de T como sendo de 60 s, tempo este suficiente para que o sistema entre em regime.

Assim sendo, com o valor de T definido simulou-se três eventos com o sistema completo para se determinar o melhor valor de K para o ajuste da lógica. Desta forma, considerando a margem de segurança de tempo de redução para todos os ajustes realizados, o ajuste da LRPB recomendado para todos os eventos realizados é de **K = 0,70 MW/A** com tempo de atualização de referência de geração de **T = 60 s**. Este ajuste foi obtido para o evento 3.

5 CONCLUSÃO

A falta de reativo para dar suporte a tensão do sistema ainda tem se mostrado um ponto que traz limitações ao sistema de transmissão associado a Itaipu 60 Hz. Neste sentido, utilizar um esquema que possibilite trazer mais segurança ao sistema nestas ocasiões se torna oportuno. Assim sendo, foi desenvolvida a lógica de redução de geração em Itaipu 60 Hz com a finalidade de aliviar a transmissão de potência ativa, reduzindo com isso o risco de instabilidade de tensão.

O ajuste desta lógica levou em conta as mais extremas condições operativas possíveis permitidas atualmente pelo Anatem, devido as limitações no uso deste programa se em função dos modelos de controladores, máquinas síncronas e turbinas recentemente agregadas ao sistema. Desta forma, escolheu-se como eventos mais relevantes a perda dupla de linha no trecho FI-IV, perda simples FI-IV com corte de 1500 MW de geração e corte de 3000 MW de geração no SIN-BR, a fim observar o comportamento da LRPB perante a tais condições.

A utilização do Equivalente Dinâmico do 765 kV para compreender a natureza do comportamento da LRPB e de seus ajustes, levou a uma redução drástica do tempo de simulação que era de 800 s. Obteve-se como resultado mais relevante desta etapa a conclusão de que para cada valor de tempo "T", é possível obter um valor de ganho "K", que resulta em uma resposta satisfatória de tempo de resposta e corrente de campo.

Fixando-se o valor de "T" em 60 s para permitir que as máquinas estrassem em regime, submeteu-se a LRPB aos três eventos sistêmicos selecionados, variando-se o valor de "K" a fim de obter a melhor resposta. Realizando uma análise dos ajustes obtidos, foi possível verificar que o evento que resultou no melhor valor de ganho "K" foi o evento 3. Assim sendo, o melhor ajuste obtido para a LRPB foi de **T = 60 s** com **K = 0,70 MW/A**.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, A. B. **Um Estudo sobre Equivalentes Dinâmicos e Ferramentas para sua Automatização**, Foz do Iguaçu, 2009. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica, UNIOESTE.

ALMEIDA, L. P. D. **Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão**. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Engenharia Elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ. 2004.

HASANI, M.; PARNIANI, M. Method of combined static and dynamic analysis of voltage collapse in voltage stability assessment. In: **2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific**. IEEE, 2005. p. 1-6.

PADIYAR, K. R. Power system dynamics. BS publications, 2008.

KUNDUR, Prabha. **Power system stability and control**. New York: McGraw-hill, 1994.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; J. R. **Power System Dynamics Stability and Control**. 2. ed. Great Britain: John Wiley and Sons, 2008.

OHTSUKI, Hiroshi; YOKOYAMA, Akihiko; SEKINE, Yasuji. Reverse action of on-load Tap changer in association with voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 1, p. 300-306, 1991.

SILVA, R. J. G. C. e Torino, C. V. **Colapso de tensão no sistema de transmissão associado à Itaipu 60 Hz**. II Conferência sobre Aplicação Industrial de Eletricidade – INDUSCON-96, (1996).

SANTO, S. E. et al. **Simulação em tempo real para análise de estabilidade de longo termo do sistema de 750 kV de Furnas**. XIII SNPTEE, Florianópolis –SC, 1995.

FARIAS, A. L. e Silva, R. J. G. C. **Esquema de controle de emergências na configuração final do sistema de transmissão de 750 kV**. XVI SNPTEE, Campinas, SP, 2001.

SONODA, D. **Proposta para o Controle Secundário de Tensão de Itaipu 60 Hz considerando a LT 500kV Foz do Iguaçu-Cascavel Oeste, 2011**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

7 DADOS BIOGRÁFICOS



Alan Bartoski: Natural de Quedas do Iguaçu, PR. Gradou-se em Licenciatura em Física em 2009 pela UNICENTRO (Universidade Estadual do Centro Oeste do Paraná), realizando trabalhos sobre refinamento estrutural de materiais multiferrômicos magnetoelétricos pelo método de Rietveld. Atualmente está graduando-se em Engenharia Elétrica pela UNIOESTE (Universidade Estadual do Oeste do Paraná), curso este que iniciou em 2012, durante o qual realizou trabalhos envolvendo regulação primária e secundária de geração, simulações utilizando o *software* de análise de transitórios eletromagnéticos (Anatem) e estabilidade de tensão.

Robson Almir de Oliveira: Natural de Itajubá, MG. Gradou-se em Engenharia Elétrica em 1997 e conclui o mestrado em sistemas elétricos de potência em 2001, ambos pela UNIFEI (Universidade Federal de Itajubá). Está cursando, desde 2017, o programa de doutorado da Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos. Trabalha na Itaipu Binacional desde 2000 na divisão de estudos elétricos e normas, envolvendo-se principalmente com a realização de estudos elétricos, incluindo a análise de sistemas elétricos em regime permanente, dinâmico e transitório, sistemas de proteção e controle (sistemas Scada/EMS, CAG, CAT, regulação primária de tensão e velocidade). Também é professor assistente da UNIOESTE desde 2002, ministrando aulas de Proteção, Operação e Estabilidade de sistemas elétricos de potência

Rui Jovita Godinho Corrêa da Silva (ruijgcs@itaipu.gov.br). Nasceu em Belém-PA em 1962, graduou-se em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Pará (1983), sendo mestre (1990) e doutor (2007) pela Universidade Federal de Itajubá, também em engenharia elétrica. Trabalha na Itaipu Binacional desde 1989 envolvido com a elaboração de procedimentos operativos e com a realização de estudos elétricos voltados para o horizonte de operação de médio e curto prazo, incluindo a análise de sistemas elétricos em regime permanente, dinâmico e transitório, sistemas de proteção e controle.