



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

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO -IV

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

**ANÁLISE DE COLAPSO DE TENSÃO DECORRENTE DE PERTURBAÇÃO EM SISTEMA REAL – ANÁLISE
COMPARATIVA MEDIÇÃO VERSUS SIMULAÇÃO**

**Ricardo Marcelo Teixeira(*)
ELETROBRÁS ELETRONORTE**

**Rui Fernandes Tatagiba
ELETROBRÁS ELETRONORTE**

RESUMO

O objetivo deste artigo é analisar e comparar registros de ocorrências, que levaram ao afundamento das tensões no Estado do Acre, com simulações dinâmicas, usando o programa Anatem e modelando parte da carga do sistema elétrico Acre-Rondônia como motor de indução.

Também é objetivo deste informe técnico apresentar soluções paliativas para evitar o colapso de tensão nesse sistema até a entrada em operação do compensador estático de -20 Mvar a +55 Mvar 230 kV e do banco de capacitores de 18,5 Mvar 230 kV, previstos para o 230 kV da SE Rio Branco I.

PALAVRAS-CHAVE

Colapso de Tensão, Afundamento de Tensão, Instabilidade de Tensão, Rejeição de Carga por Subtensão.

1.0 - INTRODUÇÃO

A Eletrobrás Eletronorte é um dos agentes responsáveis pela transmissão e geração de energia do sistema elétrico Acre-Rondônia interligado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), através de dois circuitos de interligação em 230 kV entre as subestações (SEs) Jauru (Mato Grosso) e Vilhena (Rondônia).

A partir da SE Vilhena existe um circuito simples em 230 kV interligando esta SE até a Usina Hidrelétrica (UHE) Samuel, passando pela SEs Pimenta Bueno, Ji-Paraná, Jarú e Ariquemes. A partir da SE/UHE Samuel existe um circuito duplo em 230 kV interligando esta SE/UHE com a SE Porto Velho.

No eixo Porto Velho – Rio Branco a Eletrobrás Eletronorte opera e mantém as SEs Alfavile, Areal, Tiradentes 69/13,8 kV, SE Porto Velho 230/69/13,8 kV, SE Abunã 230/138 kV e SE Guajará Mirim 138/13,8/34,5 kV em Rondônia, as SEs São Francisco, Tangará, Sena Madureira 69/13,8 kV, SE Rio Branco I 230/69/13,8 kV e 69/34,5 kV e SE Eptaciolândia 138/13,8/34,5 kV no Acre, assim como as linhas de transmissão Porto Velho – Abunã 230 kV, Abunã – Rio Branco 230 kV, Abunã – Guajará Mirim 138 kV, Rio Branco – Eptaciolândia 138 kV e Rio Branco – Sena Madureira 69 kV.

Os estudos de planejamento indicaram a necessidade do segundo circuito Porto Velho – Rio Branco 230 kV com equipamentos para aporte de reativo no 230 kV da SE Rio Branco I, como um compensador estático de – 20 a +55 Mvar 230 kV e um banco de capacitores de 18,5 Mvar 230 kV, já leiloados, sendo um dos objetivos desse aporte de reativo evitar a instabilidade de tensão no eixo Rio Branco – Porto Velho.

A Eletrobrás Eletronorte opera e mantém, também, a Usina Térmica (UTE) Rio Acre composta por duas máquinas térmicas (TGs) LM2500 fornecendo em 13,8 kV até 15 MW, cada máquina. As TGs da UTE Rio Acre estão

(*) SCN Quadra 06 Conjunto A Shopping ID Bloco C Sala 1107-C – CEP 70716-901 Brasília, DF, – Brasil
Tel: (+55 61) 3429-5155 – Fax: (+55 61) 3429-6222 – Email: Ricardo.Teixeira@eletronorte.gov.br

conectadas ao barramento de 13,8 kV da SE São Francisco através de dois reatores limitadores série e duas linhas de transmissão em torno de 100 m, cada.

Em função da necessidade do sistema elétrico, principalmente no período sêco (baixa hidraulicidade) na região norte, por solicitação do Operador Nacional do Sistema (ONS), às vezes uma ou as duas TGs da UTE Rio Acre são despachadas no SIN.

Observou-se, em algumas ocorrências, que a perda intempestiva de uma TG da UTE Rio Acre, correspondendo a aproximadamente 14% da carga total do sistema elétrico do Acre interligado ao SIN, levou ao afundamento da tensão no eixo Rio Branco – Porto Velho, sendo que a tensão nos barramentos de 13,8 kV das SEs São Francisco e Tangará permaneceram em torno de 0,6 pu até a atuação de proteções de sobre corrente com controle de tensão (51V) nestas SEs ou a perda de carga diretamente de consumidores conectados à rede de distribuição, interrompendo o atendimento em parte da carga do sistema elétrico do Acre e salvando o sistema Acre-Rodônia do colapso de tensão.

Desta forma, o presente informe técnico tem como objetivo analisar e comparar registros de algumas dessas ocorrências com simulações dinâmicas em Anatem, com parte da carga do sistema elétrico Acre-Rondônia modelada como motor de indução, mostrando que se o atendimento para parte da carga não fosse interrompido durante os afundamentos das tensões, o sistema elétrico Acre-Rondônia entraria em colapso de tensão. Também é objetivo deste informe técnico apresentar soluções paliativas para evitar o colapso de tensão nesse sistema até a entrada em operação do compensador estático de -20 a +55 Mvar 230 kV e do banco de capacitores de 18,5 Mvar 230 kV, previstos para o 230 kV da SE Rio Branco I.

2.0 - DESCRIÇÃO, ANÁLISE E COMENTÁRIOS SOBRE AS OCORRÊNCIAS

2.1 Descrição das Ocorrências

Nos dias 25 e 26/08/2010 às 17:40 H(BSB) e 16:30 H(BSB), respectivamente, ocorreu o afundamento das tensões do sistema elétrico do Acre, devido à saída intempestiva da TG RAUGG01 na UTE Rio Acre. Como consequência houve a atuação correta da proteção 51V na SE São Francisco abrindo os disjuntores SQDJ2-21 e SQDJ2-22, rejeitando as cargas desta SE. A Figura 1 mostra o diagrama unifilar do sistema elétrico do Acre.

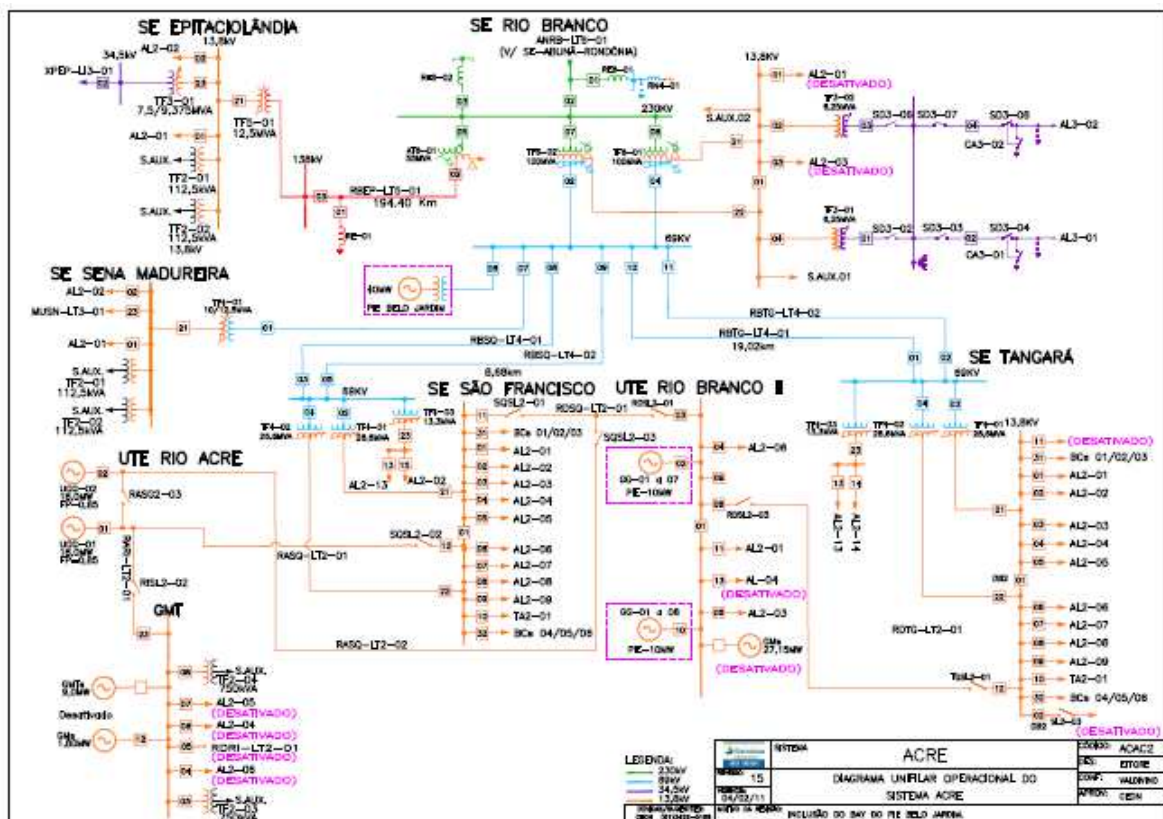


FIGURA 1 – Diagrama unifilar do sistema elétrico do Acre

2.2 Análise

Pela análise das oscilografias e do seqüencial de eventos, as tensões nos barramentos de 13,8 kV da SE São Francisco e de 69 kV da SE Rio Branco I levaram em torno de 2 segundos para atingir 0,6 pu e 0,7 pu, respectivamente. Após 6 segundos abaixo deste patamar as proteções 51V dos transformadores SQT4-01 e SQT4-02 69/13,8 kV da SE São Francisco atuaram, abrindo os disjuntores SQDJ2-21 e SQDJ2-22. No instante posterior à abertura desses disjuntores a tensão registrada no barramento de 13,8 kV da SE São Francisco foi a 0 pu, indicando que a TG RAUGG01 da UTE Rio Acre estava fora do sistema, como pode ser observado nas Figuras 2 e 3. A Figura 2 mostra, respectivamente, para as ocorrências dos dias 25 e 26/08/2010, as oscilografias com o comportamento da tensão de linha (VBC eficaz) no 69 kV da SE Rio Branco I. A Figura 3 mostra a oscilografia com tensões e correntes no 13,8 kV da SE São Francisco, para a ocorrência do dia 26/08/2010.

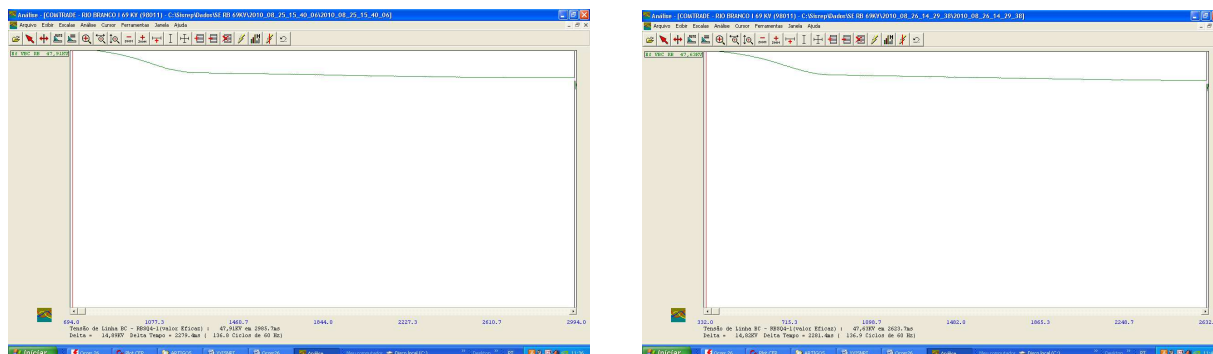


FIGURA 2 – Tensão de linha (VBC eficaz) no 69 kV da SE Rio Branco I para as ocorrências dos dias 25 e 26/08/10

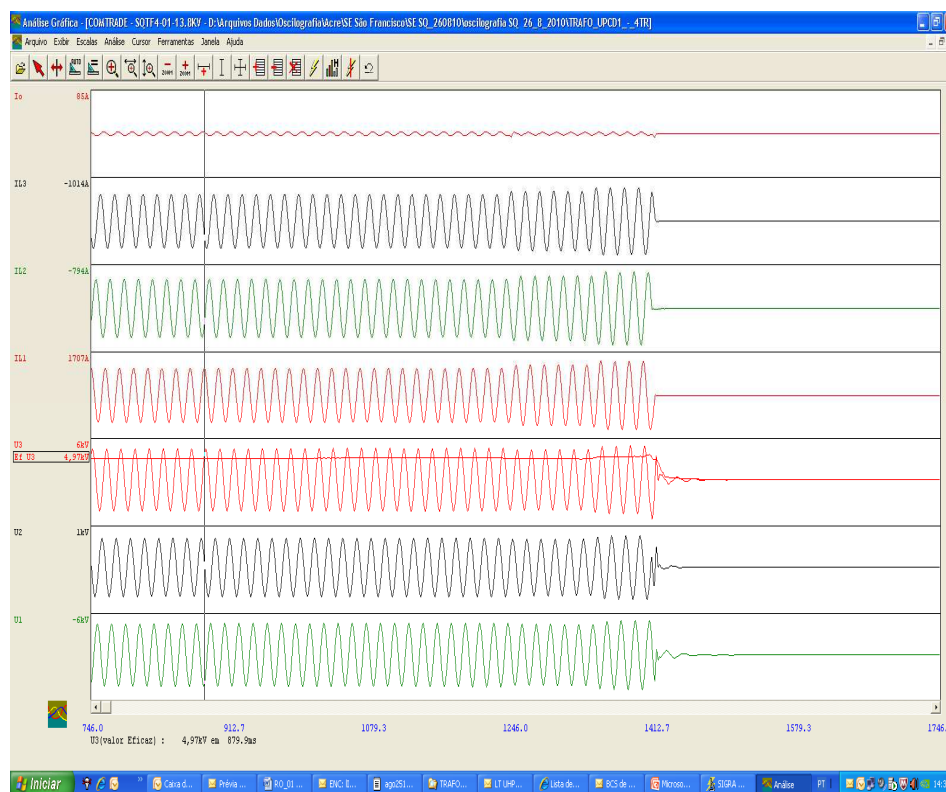


FIGURA 3 – Oscilografia do 13,8 kV da SE São Francisco para a ocorrência do dia 26/08/10

As proteções 51V dos transformadores TGTF4-01 e TGTF4-02 69/13,8 kV da SE Tangará também foram sensibilizadas durante as ocorrências e só não atuaram porque os relés da SE São Francisco atuaram primeiro, forçando a rejeição de carga e elevando a tensão no sistema remanescente. Após, aproximadamente, 5 segundos da abertura desses disjuntores, atuou a proteção 51 temporizada do alimentador TGA2-02 abrindo o disjuntor TGDJ2-02, por sobrecarga, na SE Tangará.

A Tabela 1 mostra parte do seqüencial de eventos do dia 26/08/2010.

TABELA 1 - SEQUENCIAL DE EVENTOS SIMPLIFICADO

Data	Hora	Descrição	Ocorrência
26/08/2010	16:29:39.006	SQDJ2-21 27 Subt F B	Atuado
26/08/2010	16:29:39.012	SQDJ2-22 27 Subt F B	Atuado
26/08/2010	16:29:44.905	SQDJ2-21 51 Sobrec Temp Trif	Atuado
26/08/2010	16:29:44.919	SQDJ2-22 51 Sobrec Temp Trif	Atuado
26/08/2010	16:29:44.986	SQDJ2-22 27 Subt F B	Desatuado
26/08/2010	16:29:44.988	SQDB2-01 Disjuntor de Barra	Aberto
26/08/2010	16:29:44.988	SQDB2-01 Disjuntor de Barra	Aberto
26/08/2010	16:29:45.044	SQDJ2-22 51 Sobrec Temp Trif	Desatuado
26/08/2010	16:29:45.088	SQDJ2-21 Disjuntor	Aberto
26/08/2010	16:29:45.088	SQDJ2-21 Disjuntor	Aberto

2.2 Comentários sobre as Ocorrências

A Figura 4 mostra as simulações das curvas PxV (potência versus carga) obtidas com incrementos de potência ativa (P) de 0,5%, potência reativa (Q) de 5% e P=0% (sem incremento), Q=5%. Estas simulações foram efetuadas em fluxo de potência continuado no Anarede, em cima de um caso espelhando o ponto de operação do sistema elétrico do Acre no dia 26/08/2010 às 16:29:40 H(BSB).

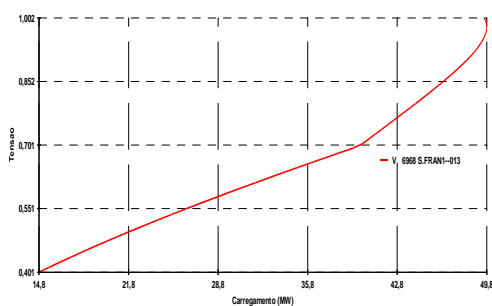


FIGURA 4 – (a) Curva PxV P=0,5% e Q=5%

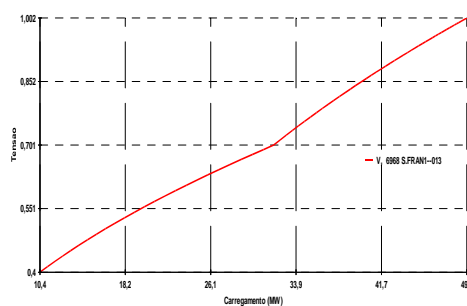


FIGURA 4 – (b) Curva PxV P=0% e Q=5%

Podemos observar que no instante anterior à ocorrência o sistema elétrico do Acre estava operando no limite de estabilidade de tensão.

3.0 – SIMULAÇÕES DINÂMICAS

3.1 Premissas e Critérios

Para ajustar os casos em Anarede foi utilizado como referência o caso base ONS-MENSAL-AGOSTO 2010-MÉDIA, do arquivo AGO10-r1.sav e, nas simulações dinâmicas em Anatem, foram utilizados os arquivos do banco de dados para estudos dinâmicos BDadosJun2010, disponibilizados pelo ONS.

As cargas nas barras de 13,8 kV do sistema elétrico Acre-Rondônia foram modeladas 50% representadas por motores de indução e 50% por impedância constante, como sugerido na referência (1). Os parâmetros para o modelo de motores de indução adotado foram os mesmo utilizados nessa referência adaptados para os programas Anarede e Anatem.

Como, no sistema Acre-Rondônia, não foram detectados curtos-circuitos durante as ocorrências, não apresentaremos os resultados destas simulações.

Nos casos ajustados em Anarede, que são entrada para o Anatem, as máquinas das UTE Termonorte II estão despachando com fator de potência em torno de 0,92. Assim, estas máquinas estão operando acima do limite de fornecimento de potência reativa, não sendo necessário incluir os seus modelos de RTs nas simulações, até porque estes modelos não possuem circuitos limitadores.

Os modelos dos RTs das máquinas da UTE Termonorte I e das máquinas 1 a 4 da UHE Samuel também não apresentam circuitos limitadores. Assim, nas simulações dinâmicas, não usamos estes modelos ao mesmo tempo, para evitar que as máquinas forneçam mais potência reativa do que forneceriam na prática.

Pelo mesmo motivo e como nas ocorrências só foram registrados e percebidos afundamentos das tensões apenas no eixo Rio Branco – Porto Velho, os modelos de RTs das máquinas bem distantes do sistema elétrico Acre-Rondônia foram retirados já que na prática eles não têm influência nesta região. Assim, utilizamos nas simulações dinâmicas apenas os modelos de RTs dos sistemas Acre-Rondônia e Mato Grosso.

3.2 Apresentação dos Resultados

Foi observado em uma das ocorrências que uma das TGs da UTE Rio Acre sobreexcitou antes do desligamento. Partindo deste fato fizemos várias simulações tendo como evento a remoção simples do gerador de uma TG da Rio Acre. Outros eventos foram a manobra de inserção de reator na SE Ariquemes, retirada ou perda de bancos de capacitores na SE Areal e sobrecarga momentânea no canteiro de obras da UHE Jirau, todos seguidos da remoção do gerador de uma TG da UTE Rio Acre.

A Figura 5 mostra os resultados da simulação da perda intempestiva de uma TG da UTE Rio Acre. As respostas mostradas são as tensões nas barras de 13,8 kV das SEs São Francisco e Tangará e na barra de 230 kV da SE Ji-Paraná mais o ângulo do eixo q dos geradores a gas da UTE Termonorte II em relação ao geradores da UHE Samuel.

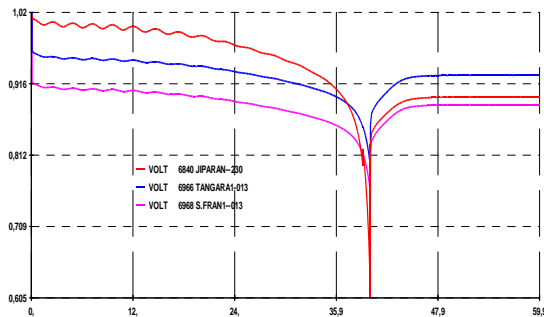


FIGURA 5 – (a)

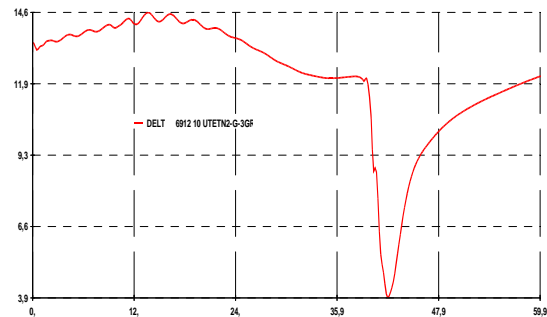


FIGURA 5 – (b)

As Figuras 6 e 7 mostram, respectivamente, essas mesmas respostas para a simulação da retirada ou perda de bancos de capacitores, totalizando 18 Mvar, na SE Areal em Porto Velho, e para a simulação da inserção de um reator de 18,5 Mvar na SE Ariquemes, tendo como consequência a saída intempestiva de uma TG da UTE Rio Acre.

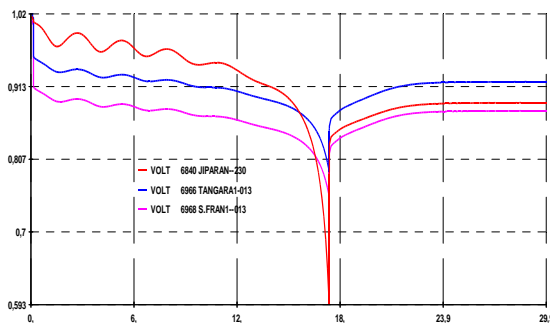


FIGURA 6 – (a)

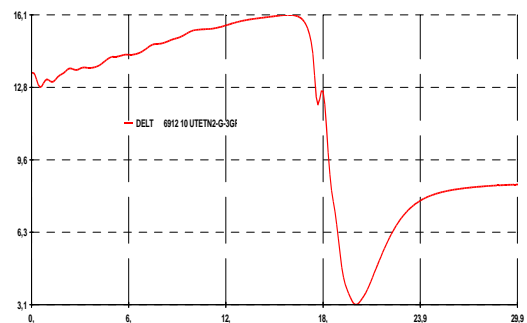


FIGURA 6 – (b)

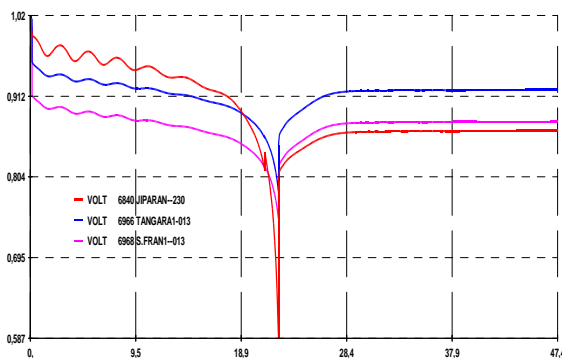


FIGURA 7 – (a)

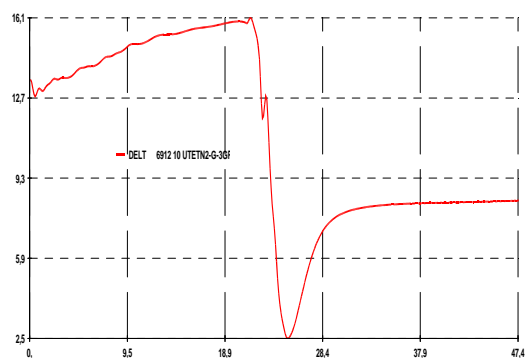


FIGURA 7 – (b)

A Figura 8 mostra essas mesmas respostas para a simulação de uma sobrecarga de 50 Mvar no canteiro de obra da UHE Jirau, com a representação do modelo de RT da UTE Termonorte I na simulação, tendo como consequência a saída intempestiva de uma TG da UTE Rio Acre.

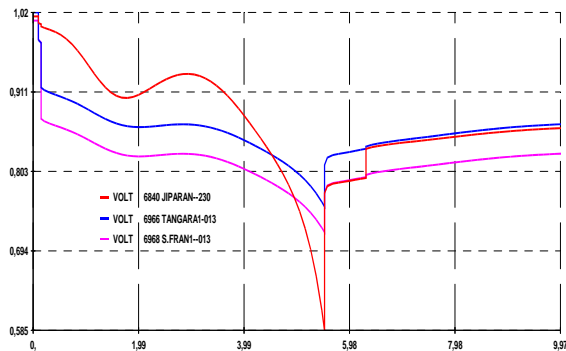


FIGURA 8 – (a)

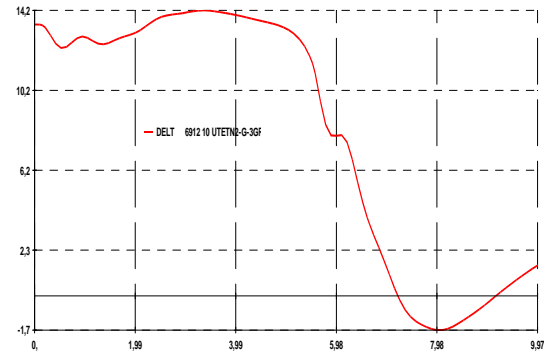


FIGURA 8 – (b)

A Figura 9 mostra os resultados das tensões, nas mesmas barras, e da potência reativa nas máquinas da UHE Samuel para a simulação de uma sobrecarga de 150 Mvar no canteiro de obra da UHE Jirau, com a representação do modelo de RT desta UHE, tendo como consequência a saída intempestiva de uma TG da UTE Rio Acre.

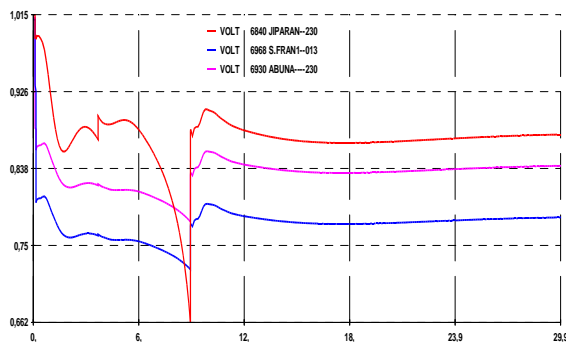


FIGURA 9 – (a)

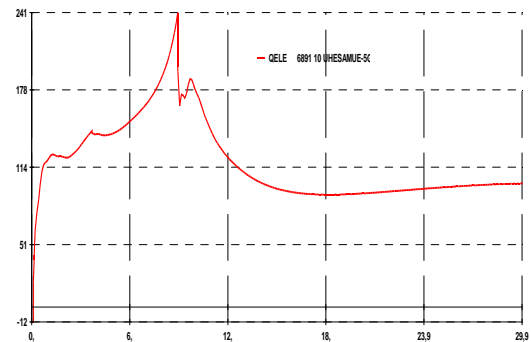


FIGURA 9 – (b)

3.3 Análise dos Resultados

A súbita elevação das tensões nos resultados das simulações é devido à atuação da proteção de perda de sincronismo (PPS), abrindo a interligação do sistema Acre-Rondônia com o SiN.

À medida que são introduzidos reguladores de tensão nas simulações o tempo de pico do colapso de tensão aumenta, gradativamente, e à medida que tem mais áreas com 50% da carga modelada como motor de indução este tempo de pico diminui.

Na simulação apresentada na figura 9 o fornecimento de potência reativa pelos geradores da UHE Samuel ultrapassou em torno de duas vezes o valor real ajustados nos reguladores das máquinas.

A Tabela 2 mostra os registros dos valores eficazes das tensões de linha (VBC) das barras de 13,8 kV da SE São Francisco, 69 kV e 230 kV da SE Rio Branco I, antes, durante e após a ocorrência do dia 26/08/2010. Estes registros foram copiados do Sistema de Gerenciamento de Energia (SAGE).

O SAGE tem um tempo de varredura de 10 segundos, assim, observando a Tabela 2 podemos concluir que o afundamento das tensões durou entre 10 e 20 segundos.

TABELA 2 – REGISTROS DAS TENSÕES NA OCORRÊNCIA DO DIS 26/08/10

HORÁRIO	SUBESTAÇÃO		
	São Francisco	Rio Branco I	
	13,8 kV (1,000 pu)	69 kV (1,000 pu)	230 kV (1,000 pu)
16:28:20	-	70,08 (1,016)	-
16:28:30	-	-	233,45 (1,015)
16:28:40	-	70,15 (1,017)	-
16:29:40	13,83 (1,002)	-	-
16:29:50	12,62 (0,914)	62,11 (0,900)	209,30 (0,910)
16:30:00	0,0	64,05 (0,928)	176,87 (0,769)
16:30:10	-	73,59 (1,067)	244,95 (1,065)

Comparando os resultados das simulações com os das ocorrências, notamos que, embora as simulações apresentadas sejam mais severas que as ocorrências, pois apresentam afundamentos de tensões no eixo Porto Velho – Vilhena, as simulações que mais se assemelham com as ocorrências são as das Figuras 6 e 7, ou seja, as simulações de inserção do reator de 18,5 Mvar na SE Ariquemes e a retirada de bancos de capacitores na SE Areal.

3.4 Soluções Paliativas

Até a entrada em operação do compensador estático de -20 a +55 Mvar 230 kV e do banco de capacitores de 18,5 Mvar 230 kV, previstos para o 230 kV da SE Rio Branco I, a solução paliativa mais imediata é a implantação de um Sistema Especial de Proteção (SEP) do tipo Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) por subtensão. Este esquema já foi estudado pelo ONS em conjunto com a Eletrobrás Eletronorte e, em breve, deve ser implantado na região.

Outra solução paliativa, cara, mas que evita o corte de carga, é a contratação emergencial de geradores, para despacharem como compensadores síncronos, a serem instalados no 230 kV da Se Rio Branco I.

4.0 CONCLUSÃO

Pela análise das ocorrências e os resultados das simulações apresentados podemos concluir que durante os períodos de carga média e pesada o sistema elétrico do Acre interligado com Rondônia, ou com o SIN, opera próximo do limite, no limite ou abaixo do limite de estabilidade de tensão. Assim, qualquer perturbação nesse sistema como, por exemplo, curto-circuito, inserção de alimentador, retirada ou perda de banco de capacitores, inserção de reator, saída intempestiva de máquina, pode ocasionar o afundamento drástico das tensões e o conseqüente colapso da tensão no sistema elétrico Acre-Rondônia.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Geraldes, W. F. et al, "Modelagem de cargas em estudos e análise de sistemas sujeitos a instabilidade de tensão", anais do XII SNPTTE 1993.

6.0 DADOS BIOGRÁFICOS

Ricardo Marcelo Teixeira



Nascido em Goiânia em 1958, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília em 1980, em 2003 recebeu o grau de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília. Atua na área de estudos elétricos da operação de sistema da Eletrobrás Eletronorte.

Rui Fernandes Tatagiba

Nascido em Belo Horizonte em 1955, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Tem como atividades na Eletrobrás Eletronorte:Elaborar os estudos de coordenação e ajustes das proteções dos sistemas de potência; Analisar ocorrências e o desempenho das proteções e da automação, estabelecendo as medidas corretivas e preventivas de caráter técnico-gerencial; Participar da especificação e testes de simulação e integração dos equipamentos da proteção e automação; Elaborar relatórios estatísticos sobre o desempenho dos sistemas de proteção de linhas e equipamentos