



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GDS/32
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - X

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GDS

AValiação da Margem de Estabilidade de Tensão no Sistema Tramoeste da Eletrobras Eletrobras Frente a Grandes Impactos no SIN Usando Dados Reais de Sincrofasores de Tensão e Corrente

Bernard Carvalho Bernardes (*)
UFPA

Glauco Nery Taranto
COPPE/UFRJ

João Paulo Abreu Vieira
UFPA

Djalma Mosqueira Falcão
COPPE/UFRJ

Ubiratan Holanda Bezerra
UFPA

Tatiana Mariano Lessa de Assis
COPPE/UFRJ

Joaquim Américo Pinto Moutinho Beck
Eletrobrás Eletronorte

RESUMO

Este trabalho avalia a margem da estabilidade de tensão na SE Rurópolis 230 kV do sistema Tramoeste da Eletrobras Eletronorte, usando medições locais de sincrofasores de tensão e corrente. A avaliação se baseia na identificação dos parâmetros do equivalente de Thevenin (tensão e impedância) "vistos" da SE-Rurópolis 230 kV. O problema da instabilidade de tensão é estimado pela comparação entre a impedância de Thevenin (impedância à montante) e a impedância da carga (impedância à jusante). A monitoração da "distância" relativa entre essas duas impedâncias indica a proximidade do máximo carregamento do sistema à jusante da barra monitorada, consequentemente dando, com adequada precisão, a proximidade do colapso de tensão. Testes preliminares foram realizados usando medições reais de fasores de tensão e corrente da SE-Rurópolis 230 kV, as quais foram obtidas a partir do Open PDC (*Phasor Data Concentrator*) da Eletrobrás Eletronorte, com uma taxa de amostragem de 10 fasores/s. Com a obtenção desses dados históricos avaliou-se o comportamento da SE-Rurópolis 230 kV, no que diz respeito à margem de estabilidade de tensão frente a diferentes condições operacionais do Sistema Interligado Nacional (SIN), para os seguintes três estudos de caso: 1) Avaliação da margem de estabilidade de tensão levando em consideração o carregamento do sistema; 2) Avaliação da margem de estabilidade de tensão levando em consideração a participação dos geradores da UHE-Tucuruí; e 3) Avaliação da margem de estabilidade de tensão frente a grandes perturbações no SIN. O amadurecimento da abordagem proposta poderá levar a desenvolvimentos futuros que tendem a remediar problemas detectados.

PALAVRAS-CHAVE

Estabilidade de tensão, medições de sincrofasores de tensão e corrente, equivalente Thevenin, sistema interligado nacional.

1.0 - INTRODUÇÃO

O problema da instabilidade ou colapso de tensão nas redes de transmissão contribui significativamente para alguns dos principais blecautes de grandes proporções que ocorreram em todo mundo [1]. Logo, a monitoração desse fenômeno é crucial para permitir tomadas de decisão em tempo real por parte dos engenheiros e operadores das empresas de energia elétrica. Recentemente, algumas empresas passaram a dispor, em suas salas de supervisão e controle, dos sincrofasores (tecnologia de medição que possui um ciclo de atualização na casa dos milissegundos), que se estabelece como um novo paradigma na monitoração, controle e proteção dos sistemas de energia elétrica (SEE) [2].

Nos últimos anos, a avaliação da estabilidade de tensão tem sido baseada na identificação dos parâmetros do equivalente de Thevenin (tensão e impedância) "vistos" da barra em análise usando sincrofasores. O problema da instabilidade de tensão é estimado pela comparação entre a impedância de Thevenin (impedância à montante) e a impedância da carga (impedância à jusante). Os parâmetros do equivalente de Thevenin são estimados a partir dos fasores de tensão e corrente medidos localmente, assim como a impedância da carga é calculada a partir dos mesmos fasores. A monitoração da "distância" relativa entre essas duas impedâncias indica a proximidade do máximo carregamento do sistema à jusante da barra monitorada, consequentemente dando, com adequada precisão, a proximidade do colapso de tensão.

O algoritmo proposto em [3] para identificação da instabilidade de tensão em tempo real usando sincrofasores forneceu resultados promissores. Contudo, testes com dados reais de sincrofasores (tensão e corrente) não foram testados pelo algoritmo. Dentro deste contexto, a principal contribuição deste trabalho é avaliar a margem da estabilidade de tensão na SE Rurópolis 230 kV da área Tramoeste a partir do algoritmo de identificação proposto em [3], usando dados reais de sincrofasores de tensão e corrente medidos localmente. A área Tramoeste pertence ao subsistema Norte do Sistema Interligado Nacional (SIN), como mostrada na Fig1. Os sincrofasores foram obtidos do Open PDC (*Phasor Data Concentrator*) da empresa Eletrobrás Eletronorte, com uma taxa de amostragem de 10 fasores/s. Testes preliminares foram realizados para avaliar a margem da estabilidade da SE-Rurópolis 230 kV para três estudos de caso [6]: 1) Avaliação da margem da estabilidade de tensão levando em consideração o carregamento do sistema; 2) Avaliação da margem de estabilidade de tensão levando em consideração a participação dos geradores da UHE-Tucuruí; e 3) Avaliação da margem de estabilidade de tensão frente a grandes perturbações no SIN.

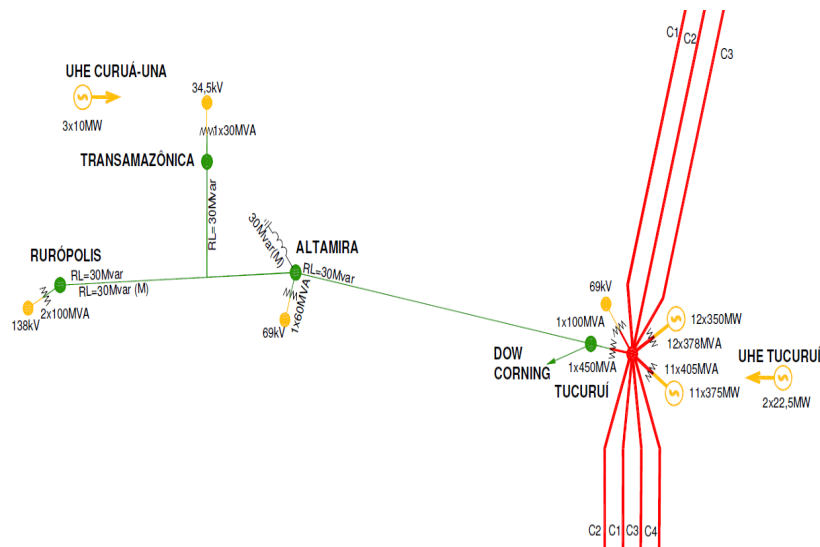


Figura 1 – Área Tramoeste 230 kV conectada ao SIN

2.0 - ALGORITMO DE IDENTIFICAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

O algoritmo de identificação da margem de estabilidade de tensão utilizado nesse trabalho (descrito e avaliado nas referências [3], [4] e [5]) consiste na avaliação do risco do sistema enfrentar um problema de instabilidade de tensão em barras de extra-alta tensão (EAT), o que se traduz numa estimativa da margem de carregamento do sistema. Este método identifica os parâmetros do equivalente Thevenin "vistos" da barra de EAT. A margem é estimada pela comparação entre a impedância de Thevenin (impedância à montante) e a impedância da carga (impedância à jusante).

Contrariamente aos tradicionais métodos de avaliação da estabilidade de tensão baseados em modelos computacionais desenvolvidos para implantação em sistemas SCADA/EMS, o método proposto em [3] se baseia apenas em medições locais de sincrofasores de tensão e corrente nodais. Esse fato faz com que a abordagem a ser utilizada seja adequada para a aplicação em tempo real em sistemas elétricos, pois não necessita de modelos computacionais e possui um ciclo de atuação na mesma ordem de grandeza da frequência de medição dos fasores, ou seja, na casa dos milissegundos.

Considerando a Figura 2 como sendo aplicada a SE Rurópolis 230 kV, a partir das medidas fasoriais de tensão e corrente (V_{carga} e I_{carga}) na carga equivalente ligada à montante da subestação, fornecidas pela PMU (*Phasor Measurement Unit*), obtém-se a fonte e a impedância equivalentes de Thevenin, respectivamente E_{th} e Z_{th} ,

utilizando o algoritmo desenvolvido em [3]. E_{th} e Z_{th} representam a rede equivalente vista à jusante da subestação, que no caso da SE Rurópolis envolve a UHE Tucuruí e todo o sistema interligado nacional (SIN).

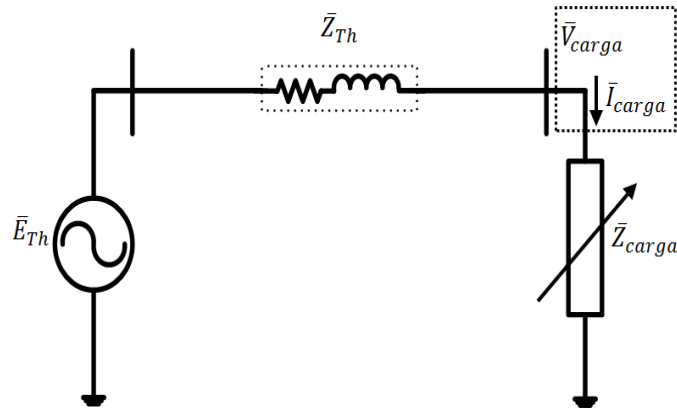


Figura 2 - Equivalente de Thevenin visto a partir da SE Rurópolis, ilustrando a carga equivalente suprida por esta subestação, fonte e impedância equivalentes representativas do restante do sistema elétrico.

Em condições normais de operação a impedância da carga é maior que a impedância de Thevenin. Quando $|Z_{th}| = |Z_{carga}|$, o sistema apresenta a condição de máximo carregamento, a partir da qual ocorre o colapso de tensão. Então, uma medida da margem de estabilidade de tensão pode ser obtida pela relação $I_0 = 1.0 - |Z_{th}|/|Z_{carga}|$, ou seja, à medida que o índice I_0 se aproxima de zero, vai se atingindo situações cada vez mais críticas com relação à capacidade do sistema de manter a estabilidade da tensão.

3.0 - ESTUDOS DE CASO

3.1. AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO O CARREGAMENTO DO SISTEMA

Para avaliar o comportamento do indicador de margem de estabilidade de tensão em relação à variação do carregamento do sistema, foram utilizadas amostras da estação PMU da SE-Rurópolis 230 kV referentes ao dia 19/11/2012, das 05h00min às 05h20min e das 20h00min às 20h20min, caracterizando respectivamente regimes de carga leve e de carga pesada, conforme ilustrado na Figura 3. Esse dia foi o escolhido pelo fato de não ter ocorrido eventos relevantes no SIN, segundo informações obtidas no *site* do ONS.

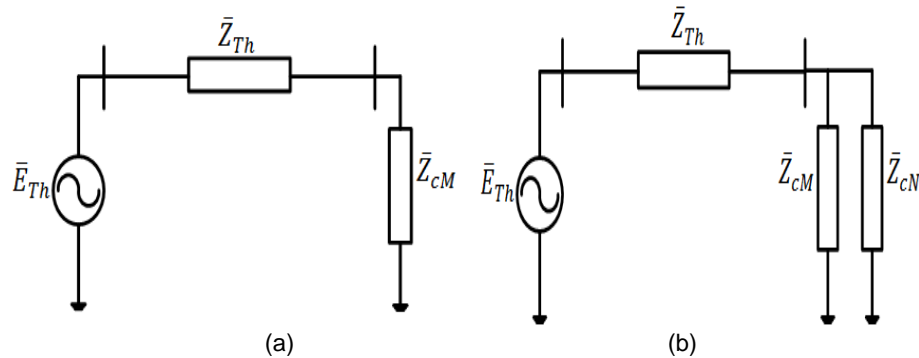


Figura 3 – Ilustração da variação da carga para representar: a) carga leve; b) carga pesada.

Os resultados apresentados nas Figuras 4(a) e 4(b) mostram tensões rms com valores adequados, em ambos os casos analisados, e regimes de carregamento não muito diferentes entre carga leve (azul) e carga pesada (verde). As Figuras 5(a) e 5(b) mostram coerência entre os valores das impedâncias equivalentes da carga e as impedâncias equivalentes de Thevenin para operação normal, sendo esperado $Z_{carga} > Z_{th}$, e impedância da carga menor quando o sistema está mais carregado.

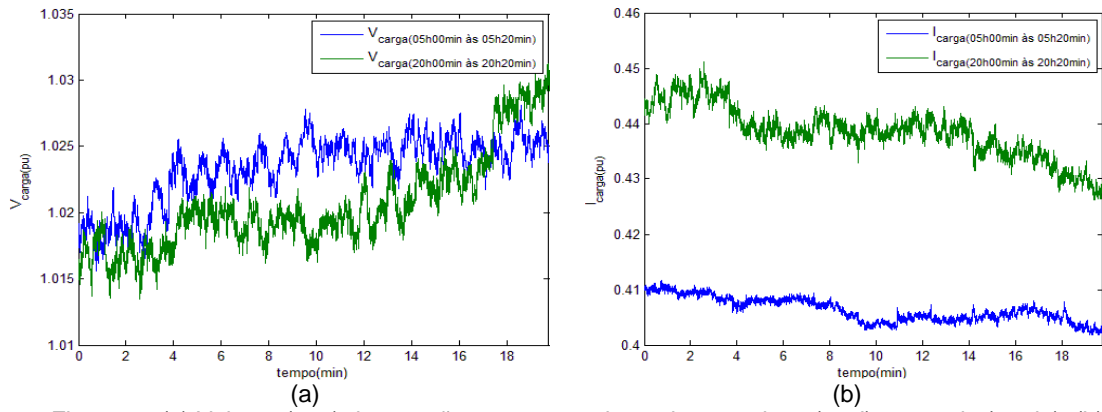


Figura 4 - (a) Valores (rms) das tensões para os regimes de carga leve (azul) e pesada (verde); (b) respectivas correntes da carga equivalente ligada a SE Rurópolis nos períodos de análise.

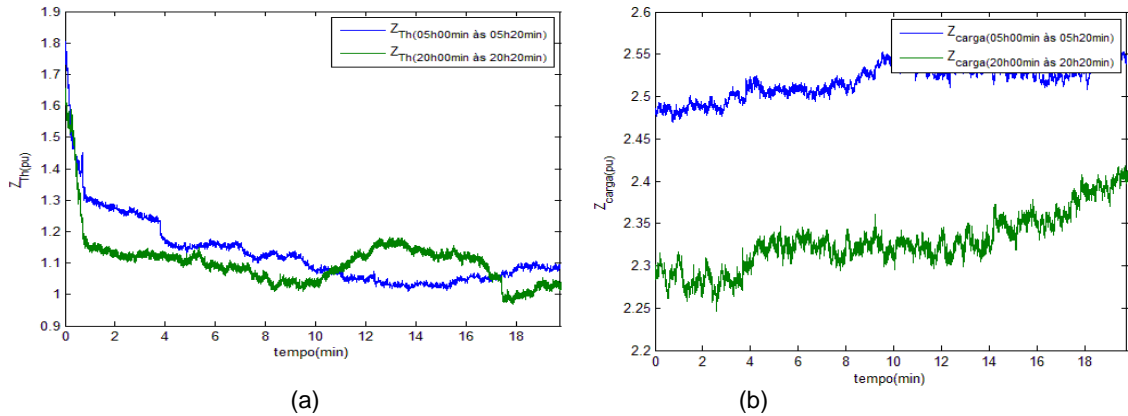


Figura 5 - (a) Impedâncias equivalentes de Thevenin para os regimes de carga leve (azul) e carga pesada (verde); (b) Impedâncias da carga equivalente para carregamento leve (azul) e carregamento pesado (verde).

O valor limite para instabilidade de tensão corresponde a $I_0 = 0.0$, ou seja, $|Z_{th}| / |Z_{carga}| = 1$. Nota-se que o indicador I_0 apresenta uma boa sensibilidade para variações no carregamento do sistema, indicando valores menores para carregamentos maiores, como visto na Figura 5. Nesta figura são apresentados valores aproximados para I_0 , já que este parâmetro é variante no tempo.

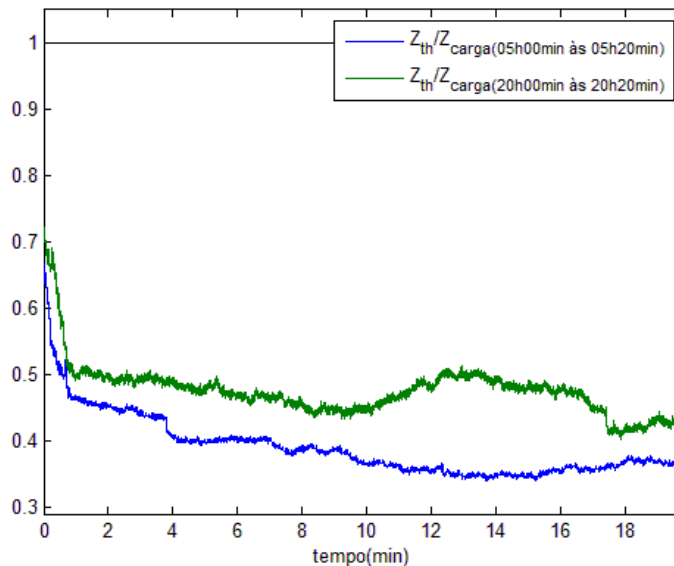


Figura 5 - Margens de estabilidade de tensão calculadas para os casos de menor carregamento (azul), e maior carregamento (verde), onde $I_0 = [1.0 - (|Z_{th}|/|Z_{carga}|)]$.

3.2. AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO A PARTICIPAÇÃO DOS GERADORES DA UHE-TUCURUÍ

Para avaliar como o nível de geração da UHE-Tucuruí influencia na margem de estabilidade de tensão da SE Rurópolis, foram escolhidas duas configurações de geração da Usina, uma correspondendo à geração máxima (mês de abril), e outra correspondendo à geração mínima (mês de outubro), como apresentado esquematicamente nas Figuras 6 e 7. Os dados foram obtidos respectivamente para os dias 08/04/2012 e 07/10/2012, das 17h00min às 18h00min.

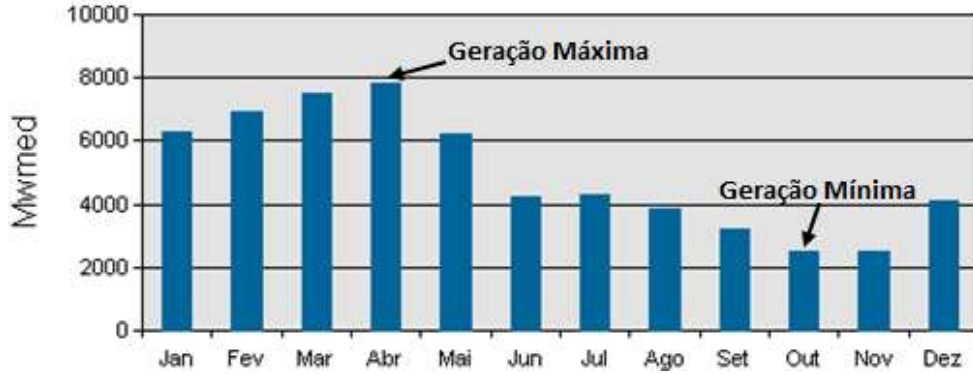


Figura 6- MW médios gerados nos meses do ano de 2012, evidenciando os meses de máxima geração (Abril) e de mínima geração (Outubro) na UHE Tucuruí.

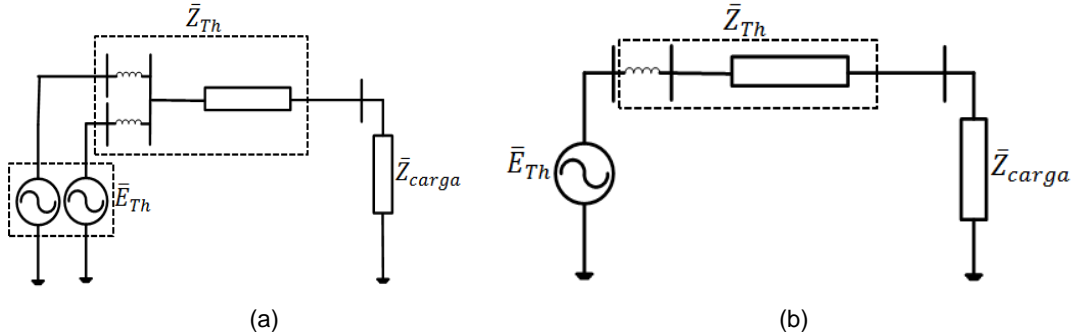


Figura 7 – Representação esquemática da participação da geração equivalente da UHE-Tucuruí: (a) aumento da geração (fontes em paralelo) em Abril (b) redução da geração em Outubro.

Observa-se pelas correntes medidas na Figura 8.(b) que as cargas atendidas em ambos os períodos analisados estão com valores muito próximos, de modo que se pode destacar neste caso a influência principal do aumento significativo de geração na UHE Tucuruí. Um maior número de unidades geradoras em operação implica em um maior suporte de reativo para o sistema, que pode se refletir em um perfil de tensão um pouco mais elevado como visto na Figura 8.(a) em azul.

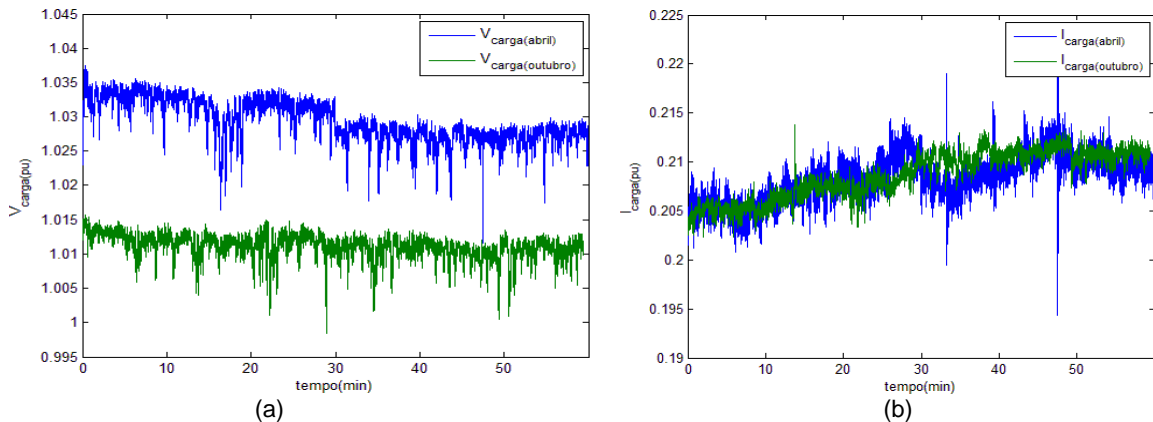


Figura 8 - (a) Tensões medidas na SE Rurópolis de 17 h às 18 h do dia 08/04/2012 (azul) e 07/10/2012 (verde) e (b)- idem para correntes medidas no mesmo período.

A análise dos índices I0 da Figura 10 demonstra que com a participação de um número maior de máquinas síncronas na geração da UHE Tucuruí, o suporte de reativo para o sistema elétrico fica reforçado, o que aumenta consideravelmente a margem de estabilidade de tensão, neste caso, com valor médio de $I0 = 0.9$ na SE Rurópolis 230 kV, indicando uma grande capacidade para evitar colapsos de tensão. Por outro lado, no período de outubro, ou de baixa hidraulicidade na UHE Tucuruí, com poucas máquinas síncronas em operação, este indicador sofre uma redução significativa assumindo o valor médio de $I0 = 0.5$, o qual não representa um risco imediato de colapso de tensão, porém certamente apresenta uma capacidade menor de resistir a esse fenômeno, caso se verifique as condições para a sua ocorrência.

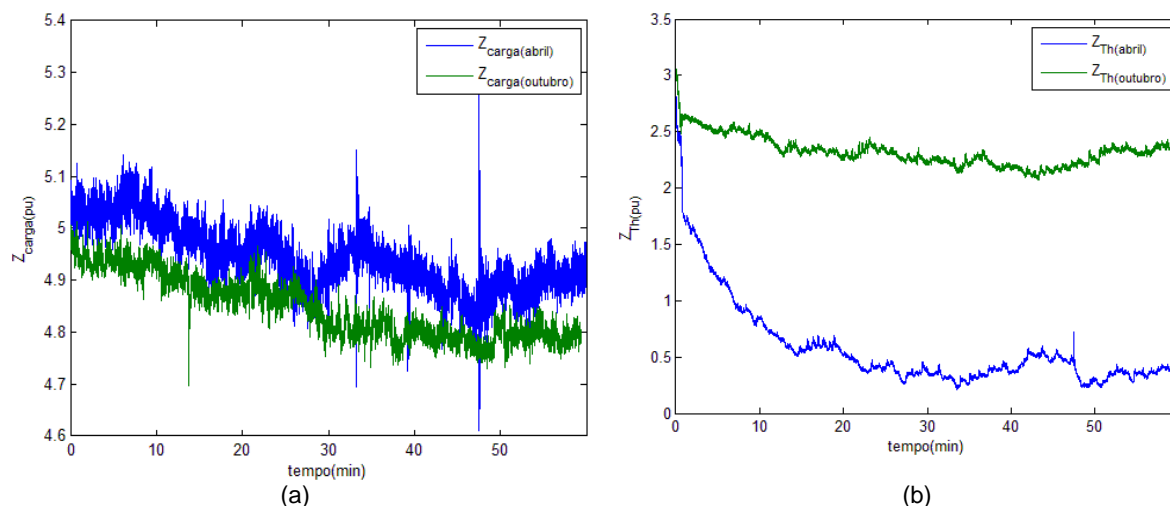


Figura 9 - (a) Representação da variação da impedância equivalente da carga no mês de abril (azul) e no mês de outubro (verde); (b) idem para as impedâncias equivalentes de Thevenin.

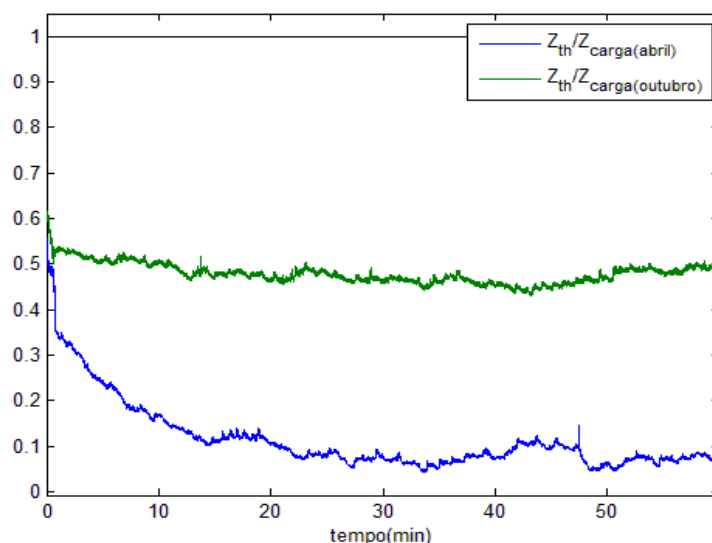


Figura 10 – Margens de estabilidade de tensão calculadas para o caso de maior geração hidráulica na UHE Tucuruí (maior número de máquinas síncronas em operação) em azul, e com geração mínima, em verde.

3.3. AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO FRENTE A GRANDES PERTURBAÇÕES NO SISTEMA ELÉTRICO

Foram analisadas duas perturbações, as quais foram reportadas pelo ONS nos dias 29/03/2012 e 22/09/2012.

3.3.1- Perturbação no dia 29/03/2012:

No dia 29/03/2012 às 09h03min, houve o desligamento automático das linhas de transmissão (LT) de 500 kV Tucuruí/Vila do Conde C1 e C3, das LT's 230 kV Vila do Conde/Guamá C1 e C2, dos autotransformadores AT1 e AT3 500/230 kV – 750 MVA. Em consequência houve a interrupção de 416,5 MW, atingindo a região metropolitana de Belém e a região Nordeste do Estado do Pará. A recomposição do sistema iniciou às 9h26min e foi concluída às 9h32min. Para esta perturbação obteve-se os seguintes resultados. Nas figuras a seguir, os registros em cor verde correspondem aos valores das variáveis no dia anterior ao da ocorrência (28/03/2012), para efeito de comparação. Os registros em cor vermelha correspondem aos valores registrados exatamente no período da ocorrência no dia 29/03/2012 (perdas de elementos da rede elétrica), voltando a exibir cor azul após o religamento desses elementos.

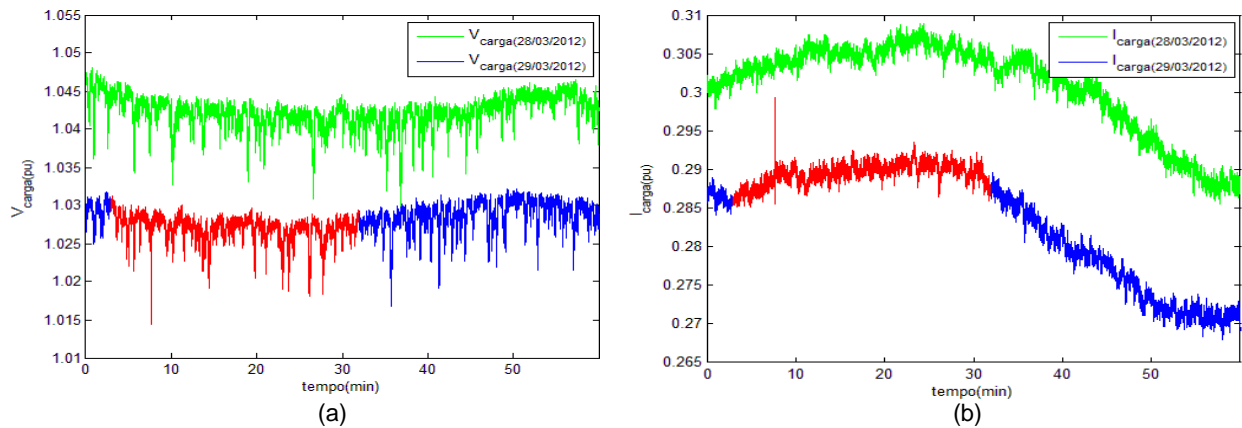


Figura 11- (a) Valores das tensões na carga equivalente da SE Rurópolis 230 kV, sem perturbação (verde) e com o desligamento de elementos da rede (vermelho e azul); (b) idem para as correntes da carga.

Percebe-se que esta perturbação ocorrida no sistema elétrico da região nordeste do Estado do Pará não afetou o desempenho da tensão da subestação Rurópolis (Figura 11.(a)), nem tão pouco a carga atendida. No entanto, ao se observar a Figura 12(b), percebe-se que durante o período de ocorrência da perturbação (retirada de elementos da rede), a impedância equivalente de Thevenin sofre uma variação brusca e significativa (crescimento), que irá reduzir significativamente a margem de estabilidade de tensão da SE Rurópolis. Esse fato pode ser observado na Figura 13.

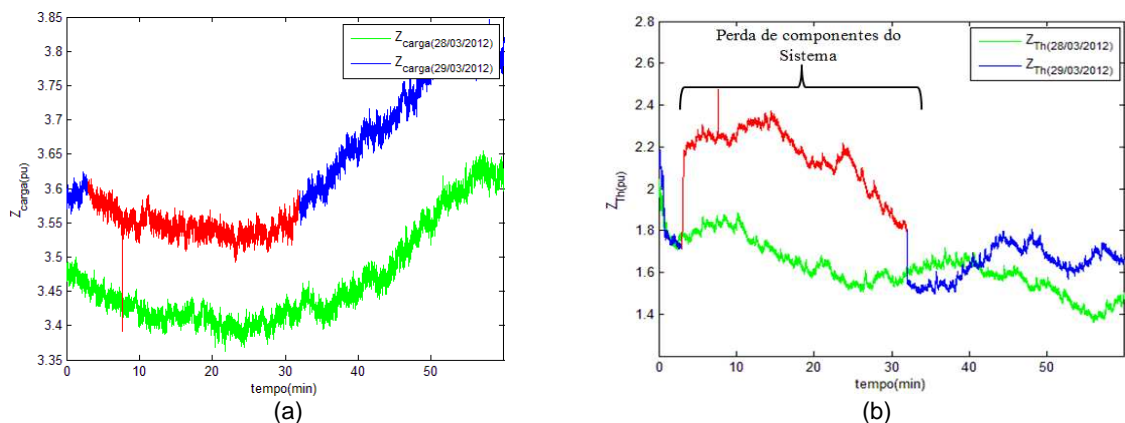


Figura 12- (a) Variação da impedância equivalente da carga, e (b) variação da impedância equivalente de Thevenin durante a ocorrência da perturbação (trecho em vermelho).

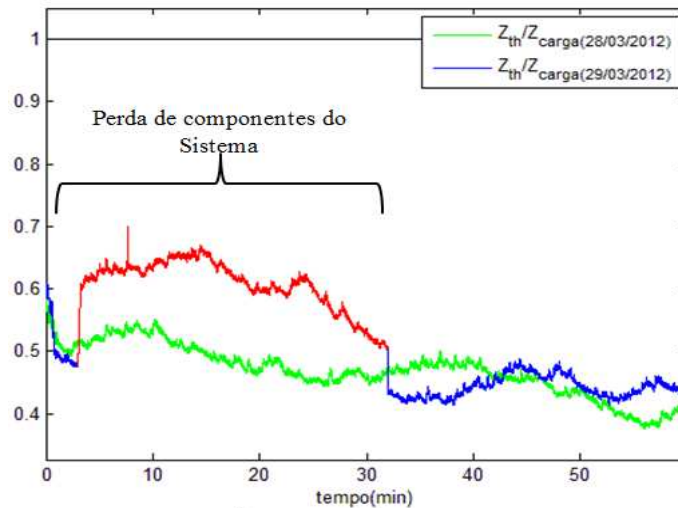


Figura 13 - Redução da margem de estabilidade de tensão da SE Rurópolis, de ≈ 0.5 para ≈ 0.35 , devido a perturbação no sistema elétrico do Nordeste do Estado do Pará.

A inspeção da Figura 13 alerta para o fato de que condições de instabilidade de tensão poderão surgir na operação em tempo real, desde que se tenha uma combinação específica de carregamento do sistema, com configuração topológica e de geração, que torne a relação entre as impedâncias de Thevenin e a da carga muito próximo do valor unitário, o que torna $I_0 \approx 0.0$. É importante destacar que a observação somente dos valores (rms) da tensão medida em tempo real não é suficiente para identificar o risco de colapso de tensão. No caso deste exemplo específico, a tensão (rms) da SE Rurópolis apresenta valores adequados mesmo durante a perturbação, como pode ser observado na Figura 11.(a). No entanto ao observar-se a Figura 13, percebe-se que ocorreu uma significativa redução na margem de estabilidade de tensão da SE Rurópolis durante o intervalo da ocorrência, refletido no índice $I_0 \approx 0,35$.

3.3.2- Perturbação dia 22/09/2012:

No dia 22/09/2012, às 15h50min, houve o desligamento automático de toda a SE Imperatriz – 500/230/69/13,8 kV causando o desligamento automático das linhas de transmissão 500 kV Colinas/Miracema C1, C2 e C3, além da linha de transmissão de 500 kV serra da Mesa 2/ Rio das Éguas. A recomposição do sistema iniciou logo depois e foi concluída às 16h40min. Esta perturbação ocorreu no SIN, bem mais distante do ponto de análise (SE Rurópolis), do que a contingência do caso anterior, mas mesmo assim afetou a margem de segurança de tensão da SE Rurópolis, como será visto pelos resultados apresentados a seguir. Novamente, utilizou-se um dia típico, sem contingências (15/09/2012) cujo comportamento está apresentado pelas curvas em verde, para ser comparado com o comportamento do sistema sob contingência (dia 22/09/2012) cujos valores registrados para as variáveis estão em azul, e em vermelho durante o período da ocorrência da perturbação.

Novamente, observa-se uma abrupta e significativa mudança na impedância equivalente de Thevenin quando ocorre a perturbação, porém menor do que no caso da perturbação anterior (do tópico 3.1) que ocorreu no sistema elétrico do Nordeste do Estado do Pará, portanto mais próximo da SE Rurópolis. A consequência desta variação é uma redução na margem de estabilidade de tensão da SE Rurópolis, de aproximadamente 0,45 para aproximadamente 0,40. Este resultado é importante para realçar que, mesmo perturbações ocorridas relativamente distantes do ponto de interesse para a análise, podem afetar a margem de estabilidade de tensão e, portanto, podem contribuir para levar o sistema a uma condição de instabilidade, desde que combinada com outras condições específicas como o carregamento do sistema, e a configuração de geração, entre outras.

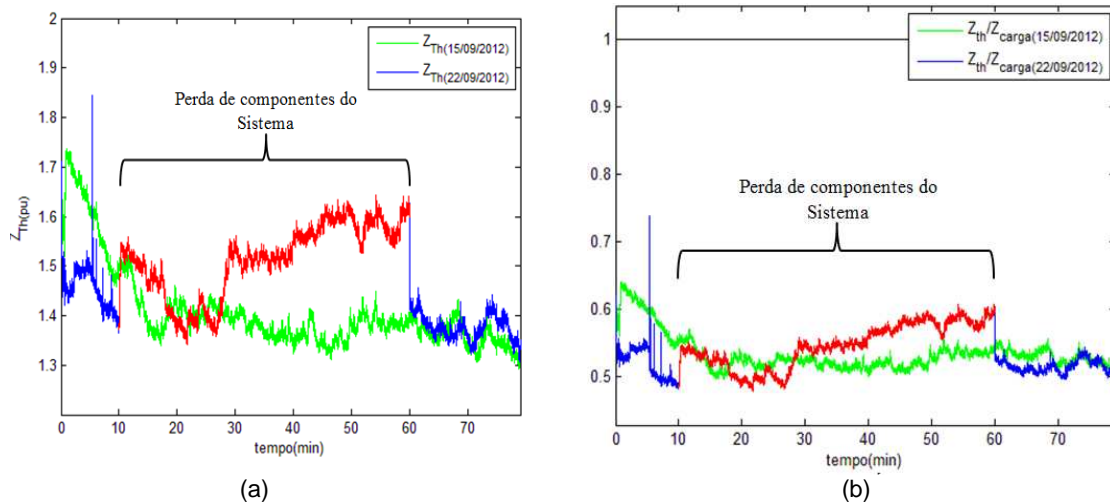


Figura 14- (a) Variação da impedância equivalente de Thevenin com perturbação (azul e vermelho) e sem perturbação (verde); (b) Variação nas margens de estabilidade de tensão da SE Rurópolis com e sem perturbação.

4.0 - CONCLUSÃO

Os resultados apresentados neste trabalho demonstraram que o indicador de proximidade de instabilidade de tensão baseada na relação das impedâncias equivalentes é bastante sensível para captar a influência de diversos fatores na redução de margens de estabilidade de tensão, como as mudanças de topologia da rede elétrica, a mudança na configuração de geração, e a própria variação normal de carga. Outros fatores também precisam ser explorados. Deve-se considerar também que não existe experiência mundial nas empresas de energia elétrica na utilização do parâmetro impedância para inferir sobre a segurança de tensão, e muitos estudos com a utilização de dados reais precisam ainda ser realizados para que se adquira sentimento e experiência com as indicações de criticidade operacional oferecida por esse parâmetro. Pode-se destacar também que esses resultados preliminares certamente são os primeiros obtidos com dados reais de medição de sincrofasores em uma empresa de energia elétrica, no mundo, o que reforça o caráter de ineditismo e a oportunidade da empresa se destacar no cenário do setor elétrico nacional e mundial. Pela análise dos resultados preliminares percebe-se que a instabilidade de tensão, usualmente tida como um fenômeno diretamente ligado ao nível de carregamento local pode assumir dimensões mais amplas, sendo necessário considerar variações topológicas da rede tanto em nível local como remoto, além também do despacho das unidades geradoras do sistema. Esses aspectos aqui comentados remetem a necessidade de uma investigação mais profunda deste fenômeno, com a elaboração e refinamento de modelos, implantação de uma rede de medidores de sincrofasores mais abrangente para cobrir todos os nós de interesse do sistema elétrico sob supervisão.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur, "Power System Stability and Control". McGraw-Hill, 1994.
- [2] V. Centeno, J. S. Thorp, A. G. Phadke, "Synchronized Phasor Measurement Application in Power Systems", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 1, pp. 20-27, June 2010.
- [3] S. Corsi & G. N. Taranto, "A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, pp. 1271-1279, August 2008.
- [4] S. Corsi, G. N. Taranto & L. N. A. Guerra, "New Real-Time Voltage Stability Indicators Based on Phasor Measurement Unit Data," Proceedings of the CIGRÉ Biannual Meeting, Paris, France, August 2008.
- [5] S. Corsi & G. N. Taranto, "Reliability Analysis of Voltage Instability Risk Indicator Based on a Phasor-Data Real-Time Identification Algorithm", Proceedings of the European Transactions on Electrical Power. 2011.
- [6] B. C. Bernardes, "Avaliação da Margem de Estabilidade de Tensão do Sistema Elétrico do TRAMOESTE Usando Dados Reais de Sincrofasores de Tensão e Corrente". Dissertação de Mestrado. PPGE/UFGA. Março, 2013.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

* Bernard Carvalho Bernardes. Possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica Universidade Federal do Pará em 2011 e 2013, respectivamente. Atualmente é pesquisador no Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia (CEAMAZON) e aluno de doutorado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente em: Desenvolvimento de sistemas computacionais e

mineração de dados aplicados em sistemas de potência; modelagem; simulação; estabilidade; análise e segurança de sistemas elétricos; sistemas fotovoltaicos autônomos e conectados à rede elétrica; estabilidade de tensão; medição fasorial sincronizada e suas aplicações.

* João Paulo Abreu Vieira. Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará em 2004, 2006 e 2009, respectivamente. Atualmente exerce a função de Professor Adjunto 2 da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: Modelagem, simulação, estabilidade, controle e segurança de sistemas elétricos. Geração distribuída, aerogeradores. Medição fasorial sincronizada e suas aplicações. É membro do IEEE PES.

* Ubiratan Holanda Bezerra. Possui graduação em Engenharia Elétrica Opção Eletrônica pela Universidade Federal do Pará (1976), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (1980) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1988). Atualmente é professor titular da Universidade Federal do Pará. Seus interesses em pesquisa estão focados em avaliação da segurança estática e dinâmica de sistemas elétricos, geração distribuída e qualidade da energia elétrica.

* Glauco Nery Taranto. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1988), mestrado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1991), doutorado em Engenharia Elétrica pelo Rensselaer Polytechnic Institute, EUA (1994) e pós-doutorado pelo Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano, Milão (2006). Atualmente é Professor Associado 4 do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: small-signal stability, voltage stability, transient stability, robust control, optimal power flow, fast time-domain simulation, genetic algorithms, object-oriented modeling, phasor measurements, distributed generation e three-phase power flow. É Senior Member do IEEE, membro da CIGRÉ e foi Presidente do IEEE Seção Rio de Janeiro no biênio 2008-2009. Foi o presidente do 2010 IREP International Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VIII, Búzios, RJ.

* Djalma Mosqueira Falcão. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (1971), mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE / Universidade Federal do Rio de Janeiro (1973), doutorado em Engenharia Elétrica pela University of Manchester Institute of Science and Technology, Reino Unido (1981) e pós-doutorado pela University of California at Berkeley, USA (1993). Atualmente é professor titular da COPPE / Universidade Federal do Rio de Janeiro. De 2003 a 2004 atuou como Assessor do Presidente da Eletrobras. Em 2004 foi elevado ao grau de Fellow do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: Sistemas de Potência, Inteligência Computacional, Processamento Paralelo e Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grid).

* Tatiana Mariano Lessa de Assis. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (1998), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2000) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2007). De janeiro a março de 2009 atuou como pesquisadora visitante no Rensselaer Polytechnic Institute (EUA). Entre 2006 e 2011 foi professora da Universidade Federal Fluminense. Atualmente é professora adjunta da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tem experiência na área de planejamento da operação de sistemas interligados, aplicações computacionais em sistemas de potência, dinâmica e controle de sistemas de potência, qualidade de energia e eletrônica de potência. Atua como voluntária do IEEE desde 2010 e atualmente é tesoureira da Seção Rio de Janeiro. É Senior Member do IEEE.