



**GRUPO -IV**

**GRUPO DE ESTUDO IV GAT - Tema Preferencial: 2**

**Análise de estabilidade de tensão em tempo real utilizando dados de PMUs**

**Luiz C. P. da Silva Alexandre H. Anzai André L. Morelato França Paulo C. Meira Walmir Freitas  
DSEE/FEEC/UNICAMP**

**Rodrigo Garcia-Valle  
CET/Denmark Technical University**

**RESUMO**

Este informe técnico apresenta métodos para o monitoramento em tempo real do risco de colapso de tensão e da estimação da margem de estabilidade de tensão com o uso de medidas de PMUs. Por se tratarem de métodos a serem aplicados em tempo real, foi necessário encontrar alternativas para realizar o monitoramento do risco de colapso e da estimação da margem que não exigissem um esforço computacional elevado. Desta forma, para o monitoramento do risco, utilizou-se um conjunto de análises de simulações "off-line" da rede combinado às medições em tempo real obtidas das PMUs, correlacionadas por uma análise estatística. No caso da estimação da margem de estabilidade de tensão, os resultados dos estudos "off-line" são utilizados para se obter uma relação entre a margem de estabilidade e o fator de carregamento utilizando ajuste de curvas.

**PALAVRAS-CHAVE**

Estabilidade de tensão, Margem de estabilidade de tensão, Colapso de tensão, Monitoramento em tempo real, Medição Fasorial Sincronizada-PMU

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A instabilidade de tensão é um problema de natureza local que afeta regiões críticas de um sistema de potência. No entanto, em alguns casos, pode ocorrer uma série de eventos em cascata e se propagar pela rede, podendo assumir proporções de um problema sistêmico, causando blecautes em várias partes da rede de transmissão ou até mesmo um blecaute total. Dependendo da magnitude do distúrbio na tensão os efeitos podem se propagar para sistemas vizinhos, pela sobrecarga dos intercâmbios de potência e/ou da propagação das sub-tensões pelos ramos de interligação. Desta forma torna-se de suma importância o monitoramento em tempo real da margem de estabilidade de tensão para a manutenção de níveis adequados de segurança e confiabilidade da rede. Em sistemas de grande porte, o cálculo da margem de estabilidade através dos métodos existentes demanda muito tempo, devido à quantidade de dados, a complexidade do problema e a necessidade de uma análise técnica complexa dos resultados. Sendo assim, o cálculo da margem de estabilidade não é adequado para aplicações em tempo real. Geralmente a análise da estabilidade de tensão limita-se a estudos "off-line" do sistema de modo a identificar níveis críticos de carregamento, contingências críticas, áreas críticas e o máximo carregamento para cenários N-1 (1). Os métodos existentes na literatura para a análise de estabilidade de tensão em tempo real ainda não apresentam uma solução adequada (2), pois se baseiam principalmente em cálculos de índices simplificados e na utilização de modelos equivalentes de Thévenin da rede, visando o monitoramento da condição de casamento de impedâncias entre os equivalentes do sistema e das cargas (3), (4). O fato desses métodos utilizarem muitas simplificações implica em resultados pouco confiáveis o que pode ocasionar tanto um alarme falso aos operadores como também a não detecção de uma situação de alto risco de instabilidade para o sistema.

O método proposto neste artigo apresenta-se como uma solução inovadora e ao mesmo tempo bastante adequada para o problema de monitoramento da estabilidade de tensão e da estimação da margem de estabilidade em sistemas elétricos de potência. Uma análise "off-line" completa do sistema permite a determinação de condições críticas de operação, por meio de uma análise estatística de um banco de dados gerados do estudo "off-line" do sistema determinam-se regiões de operação com diferentes níveis de risco ocorrência de eventos de instabilidade de tensão. As regiões são faixas de valores assumidas pelas magnitudes das tensões com determinado risco de ocorrência de colapso de tensão. Além disso, o banco de dados dos estudos pode ser sistematicamente atualizado "off-line" para contemplar mudanças topológicas ou de operação da rede. Assim a

idéia central do método é utilizar as regiões obtidas do banco de dados gerado “off-line” para monitorar em tempo real e poder concluir a respeito da proximidade do ponto de operação com o limite de estabilidade de tensão por meio de medidas das grandezas elétricas, como por exemplo, magnitudes das tensões das barras críticas. Esta abordagem do problema é perfeitamente adequada para ser aplicada em tempo real, pois os cálculos que demandam maior tempo computacional são realizados “off-line”. O método foi testado em um sistema de pequeno porte e apresentou resultados bastante promissores. Este artigo sugere e analisa a viabilidade de se usar medição fasorial sincronizada, através de PMU (Phasor Measurement Unit) remotas como fonte dos dados de medição em tempo real para realizar a análise comparativa.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) está projetando uma grande rede de PMUs para o SIN (5), sendo de responsabilidade de cada agente a instalação, manutenção e operação de suas próprias redes de PMUs, seguindo as diretrizes e normas indicadas pelo ONS. Dessa forma, muitas empresas brasileiras terão nos próximos anos, redes de PMUs em pontos estratégicos dos sistemas de transmissão, e alguns concentradores de dados (PDCs – Phasor Data Concentrator) nos centros de operação. Um novo desafio será, dessa maneira, descobrir e desenvolver aplicações baseadas na grande quantidade de dados provenientes desses medidores, que podem enviar dados, sincronizados via redes de satélites, com taxa de atualização de fração de segundo (8). A possibilidade de realizar análise de segurança de estabilidade de tensão em tempo real de forma confiável e efetiva pode se constituir em uma das razões que justifiquem o investimento na rede de PMUs.

Para complementar o monitoramento das tensões críticas, o banco de dados desenvolvido na primeira etapa é utilizado para ajustar curvas para a estimativa da margem de estabilidade de tensão em tempo real. O ajuste de curvas é feito em duas etapas, na primeira etapa ajusta-se uma curva da margem em função do nível de carregamento, principal fator de impacto na margem de estabilidade de tensão. Obtém-se uma família de curvas para a estimativa da margem, para cada dia da semana, feriado ou final de semana. Os dados de previsão de demanda são utilizados em tempo real para estimar a margem, e os erros serão similares aos erros da previsão de demanda. Este tipo de curva, no entanto, não leva em consideração o impacto de contingências, chaveamento de capacitores, mudanças de taps, etc., na margem. Portanto, na segunda etapa um ajuste de curva é utilizado para corrigir a margem em função das variações bruscas das tensões monitoradas via PMUs. Ou seja, se houver uma brusca queda ou elevação nas tensões monitoradas, esse desvio será usado para estimar o impacto na margem. Tal procedimento foi testado mostrando boa precisão para um sistema teste padrão.

## 2.0 - PROCEDIMENTO PARA A OBTENÇÃO DA MEMÓRIA DE CENÁRIOS COM ALTO RISCO DE COLAPSO DE TENSÃO MEDIANTE SIMULAÇÃO “OFF-LINE”.

O primeiro passo para o desenvolvimento do método proposto é a construção de um banco de dados com os cenários que contêm um certo risco de colapso de tensão. O banco de dados é utilizado na determinação de patamares de operação, ou regiões de risco, para o monitoramento das grandezas elétricas medidas via PMU's. O critério mais completo para a análise da estabilidade de tensão existente na literatura foi desenvolvido por um grupo de pesquisa composto por uma vasta lista de membros da indústria e do meio acadêmico (1). Esse critério recomenda que a margem de estabilidade de tensão seja calculada mediante curvas P-V para todos os cenários N-1 possíveis e também estabelece que para todos os cenários considerados o sistema deve se manter estável mesmo para um aumento de carga de 5%. Ou seja, a mínima margem de estabilidade de tensão permitida para todos os cenários em que há uma contingência de um dos componentes principais do sistema é de 5%.

Infelizmente esse critério não pode ser aplicado para análise de estabilidade de tensão em tempo real devido ao grande número de cenários a serem considerados para a obtenção das curvas P-V e ao elevado esforço computacional para obtenção das curvas. Assim, neste trabalho o cálculo da margem utilizando curvas P-V é um passo realizado “off-line” para a construção do banco de dados de cenários. O procedimento adotado é o seguinte: seleciona-se um cenário N-1; calcula-se a curva P-V até o ponto de máximo carregamento; calcula-se o valor do carregamento diminuindo-se 5% do valor máximo encontrado; calculam-se as magnitudes e ângulos das tensões para o valor de carregamento encontrado diminuindo-se 5%; por fim, armazenam-se os valores de magnitude e ângulo no banco de dados.

A Figura 1 ilustra o procedimento descrito acima, mostrando uma curva P-V para o caso sem contingências (N-0), uma curva P-V relativa ao cenário após uma contingência (N-1), e o ponto a ser coletado no banco de dados, que representa o carregamento com 5% de margem de estabilidade para esse caso (N-1). O fator de carregamento do gráfico da Figura 1 afeta tanto a geração como as cargas, e pode ser implementado uniformemente em todas as barras ou seguindo algum padrão pré-estabelecido. O sistema teste utilizado é o sistema New-England de 39 barras.

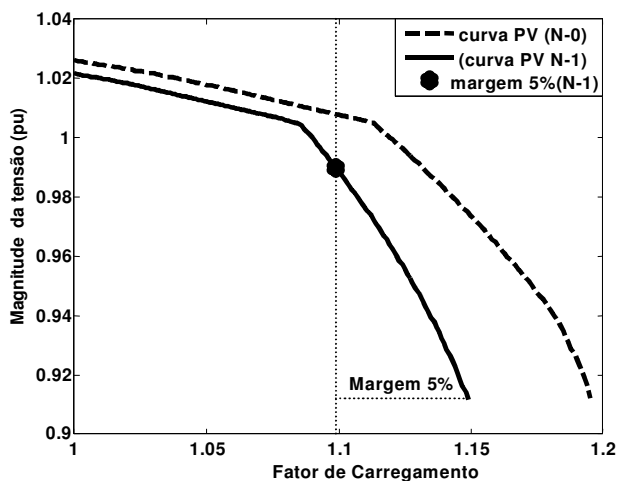


FIGURA 1 – Ilustração do procedimento de coleta de cenários para o banco de dados.

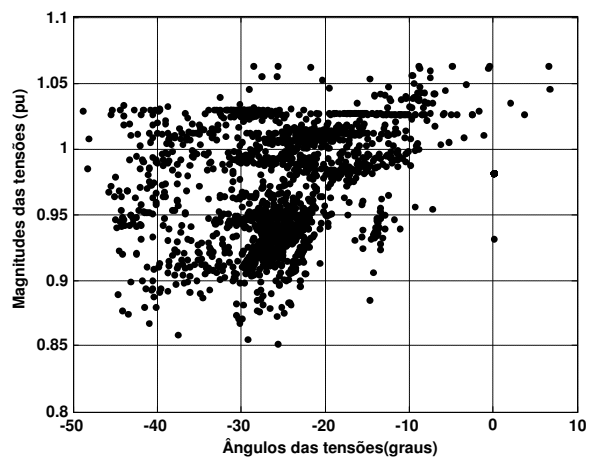


FIGURA 2 – Banco de dados com centenas de casos (N-1) com 5% de margem.

Todos os cenários armazenados no banco de dados possuem margem de 5% considerando contingências N-1. Para contemplar o maior número de cenários possíveis, considerou-se contingências simples dos mais diversos tipos, como saída de um gerador, saída de uma linha de transmissão, saída de um transformador, perda de um banco de capacitores, etc. As contingências mais importantes a serem levadas em consideração são aquelas que causam impactos significativos na margem de estabilidade de tensão. Como este é um passo importante para a formação do banco de dados em que vai ser aplicada uma análise estatística, recomenda-se que o maior número de casos possíveis seja considerado, além de diferentes padrões para a aplicação do fator de carregamento e para o aumento da geração durante o cálculo das curvas P-V.

Nesta etapa do processo, para que o método represente melhor a operação em tempo real, é muito importante a precisa representação do sistema, em termos dos parâmetros da rede, as características das cargas, sua dependência com a tensão, seu fator de potência e os limites de todos os equipamentos constituintes do sistema de transmissão. Os limites dos equipamentos de controle de tensão e potência reativa geralmente têm um forte impacto na curva P-V e conseqüentemente na margem calculada, como pode ser visto no gráfico da Figura 1, no qual a mudança na inclinação da curva se deve ao fato de alguns geradores terem atingido os limites do sistema de excitação e controle de tensão.

A Figura 2 mostra o banco de dados obtido para o sistema New England de 39 barras, com centenas de casos simulados tendo 5% de margem para cenários (N-1), considerando todos os tipos de contingências e padrões de carga e geração discutidos anteriormente. Analisando o gráfico é possível concluir que se o sistema operar dentro desta região, ou seja, com magnitudes e ângulos de tensão próximas ou coincidentes com as obtidas do banco de dados, há uma certa probabilidade da margem de estabilidade de tensão estar em torno de 5%. Em outras palavras, o banco de dados representa uma memória dos casos (N-1) com 5% de margem, assim se as tensões monitoradas atravessarem esta região significa que o sistema pode enfrentar problemas em termos de atender os critérios de estabilidade de tensão estabelecidos na construção do banco de dados. Entretanto, é possível notar que a região de risco da Figura 2 é muito grande, incluindo muitos valores de operação normal para a tensão. Por isso, na próxima seção, ferramentas estatísticas básicas são aplicadas ao banco de dados de forma a determinar uma melhor classificação das regiões de risco bem como sua quantificação para cada região.

### 2.1 Procedimento para a obtenção das regiões com alto risco de colapso de tensão.

A idéia nesta etapa do método é aplicar conceitos básicos de estatística para separar o banco de dados obtido na seção anterior em regiões de operação com risco quantificado de instabilidade de tensão. Uma análise da distribuição de magnitudes de tensão em torno do valor médio para o sistema New England nos permite concluir que é possível utilizar o conceito de distribuição normal de dados, aliado ao teorema do limite central (7). Como pode se ver na Figura 3, a maior parte dos dados está concentrada a uma distância de um desvio padrão em torno do valor médio, mais especificamente, 68,27% dos dados para um banco de dados com distribuição normal ideal.

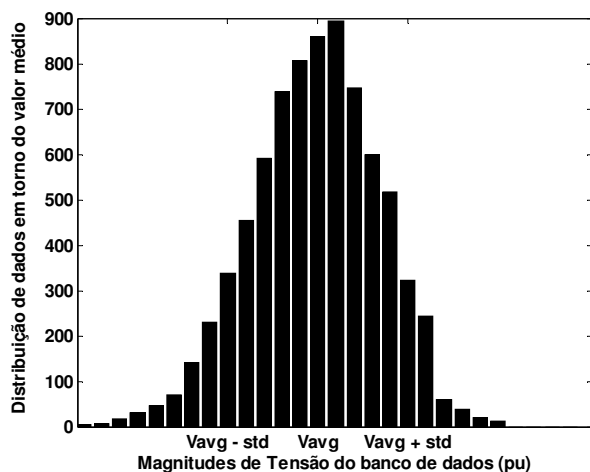


FIGURA 3 – Distribuição das magnitudes das tensões em torno do valor médio.

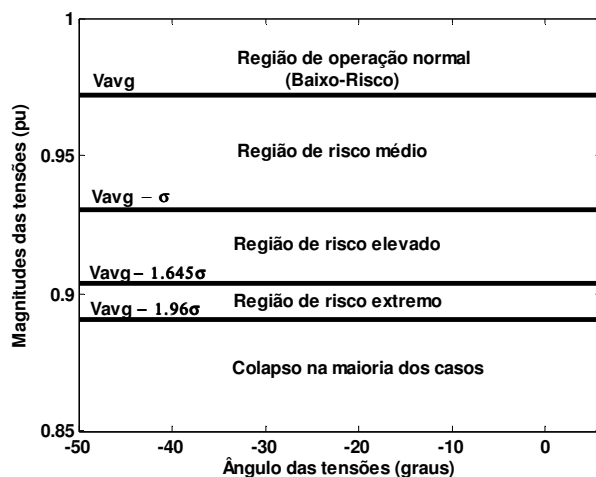


FIGURA 4 – Visualização das regiões de risco de operação.

Considerando distribuição normal para o banco de dados dos casos críticos, pode se separar os valores em diferentes faixas ou regiões em relação ao valor médio somado ou subtraído de certos múltiplos do desvio padrão com diferentes probabilidades, como pode ser visto na Tabela 1.

TABELA 1  
LIMITES DE TENSÃO PARA AS REGIÕES DE RISCO DE COLAPSO DE TENSÃO

Magnitude da Tensão	Probabilidade de 5% de margem	Risco de Colapso de Tensão
$V \geq V_{med}$	-----	Operação normal (Risco baixo)
$V_{med} - \sigma \leq V < V_{med}$	68,27%	Risco médio
$V_{med} - 1.645\sigma \leq V < V_{med} - \sigma$	90%	Risco elevado
$V_{med} - 1.96\sigma \leq V < V_{med} - 1.645\sigma$	95%	Risco extremo
$V < V_{med} - 1.96\sigma$	>95%	Colapso na maioria dos casos

$V_{med}$  é o valor médio de todas as magnitudes de tensão do banco de dados;  $\sigma$  é o desvio padrão de todas as magnitudes das tensões do banco de dados.

A conversão do banco de dados em regiões de risco, pode ser melhor visualizada na Figura 4, a qual ilustra o valor médio de tensão, e o valor médio subtraído do desvio padrão de todas as magnitudes de tensão do banco de dados. Se o sistema entra na região de risco médio, então existe a probabilidade de 68,27% que a margem de estabilidade esteja perto de 5%, entretanto, é mais provável que o sistema esteja estável e o operador pode escolher entre tomar medidas preventivas mais brandas para melhorar a margem, ou não fazer nada. Deve ser lembrado que os casos com margem menor que 5% são estáveis, mas inseguros, uma vez que o critério recomendado não é atendido (1). Se o sistema continuar a evoluir em direção à região de risco elevado, os operadores do sistema devem tomar ações mais enérgicas, pois a probabilidade da margem de estabilidade ficar menor que 5% pode chegar a 90%. Se mesmo assim as ações tomadas pelos operadores não produzirem efeitos e o sistema entrar na região de risco extremo, então ações emergenciais como cortes de carga devem ser aplicadas uma vez que há a probabilidade de 95% da margem estar menor que 5%.

### 2.1.1 Monitoramento em tempo real do risco de instabilidade de tensão

Esta seção apresenta os resultados da simulação do método proposto para o monitoramento em tempo real do risco de colapso de tensão utilizando medidas obtidas pelas PMUs, que estão distribuídas nas quatro barras mais críticas do sistema, uma na barra de geração e três barras de carga. As barras em que foram alocadas as PMUs, foram escolhidas mediante uma análise modal, cujos fatores de participação calculados por meio de análise dos autovalores direito e esquerdo calculados no ponto de colapso da curva P-V do sistema sem contingências, representam as barras críticas. Estudos de sensibilidade com uma a até dez PMUs foram conduzidos no sistema New England, e chegou-se a conclusão de que quatro PMUs nas barras mais críticas são suficientes para analisar o risco de colapso de tensão para todos os cenários (N-1) possíveis. Uma PMU foi instalada no gerador mais crítico, permitindo o monitoramento do sistema de controle de tensão e conseqüentemente da reserva de reativos do gerador. Um número maior de PMUs poderia ser alocado, assegurando uma maior observabilidade do sistema em termos de análise de estabilidade, mas quatro PMUs cumprem o requisito mínimo de número de unidades que permitem o monitoramento em tempo real da margem. Para a obtenção das curvas P-V o fator de carregamento

foi aplicado uniformemente em todas as cargas ativas, reativas a nos níveis de geração, utilizando um fluxo de carga continuado.

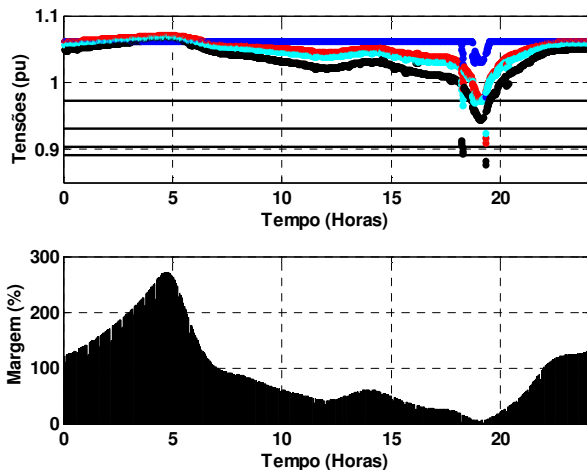


FIGURA 5 – Monitoramento em tempo real da margem de estabilidade de tensão considerando contingências.

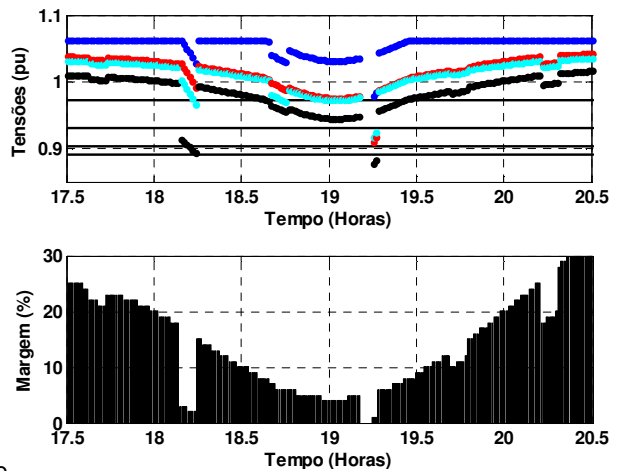


FIGURA 6 – Monitoramento das horas de pico.

Para a simulação do monitoramento em tempo real, utilizou-se uma curva de carga diária com as leituras das tensões onde estão instaladas as PMUs, além disso, para testar o sistema em vários cenários de operação, considerou-se que a cada meia hora uma contingência ocorre com duração de cinco minutos de forma a testar um número significativo de casos (N-1). O resultado da simulação pode ser visto no gráfico da Figura 5. Durante as primeiras 15 horas do dia, nenhuma mudança significativa nas tensões foi observada, com exceção de algumas quedas de tensão causadas pelas contingências. O impacto no risco de instabilidade de tensão é insignificante devido à elevada margem de estabilidade nos casos de carga reduzida do sistema, entretanto uma combinação de alta demanda das cargas associadas a contingências mais severas podem resultar em situações de alto risco ou até mesmo de colapso de tensão. Este comportamento pode ser visto no gráfico da Figura 6 nos horários de carga máxima, destacando três eventos, um às 18h10min quando o sistema está operando na região normal e uma contingência severa ocorre colocando o sistema na região de risco elevado com uma margem de aproximadamente 2%. O segundo evento ocorre às 18h40min quando o sistema está na região de risco médio e uma contingência ocorre, entretanto a linha desconnectada não representa uma contingência severa e causa pouco impacto na margem. O terceiro evento ocorre às 19h10min quando o sistema está operando na região de alto risco e uma séria contingência ocorre levando o mesmo direto para a região de colapso de tensão, neste caso medidas rápidas de corte de carga devem ser tomadas para evitar o colapso de tensão.

## 2.2 Estimativa da Margem de Estabilidade de Tensão em Função da Demanda Total.

A demanda total do sistema é o principal fator e que tem mais impacto na margem de estabilidade de tensão, para situações de carga leve, é improvável que a margem de estabilidade seja pequena. Outro aspecto a ser ressaltado é o fato da demanda total do sistema possuir uma variação lenta ao longo do tempo, o que consequentemente faz com que a margem varie lentamente. Essa dependência da margem em função da demanda pode ser vista no gráfico da Figura 7, no qual é possível observar a forte dependência da margem com o carregamento do sistema. Partindo-se dessa observação a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) pode ser estimada encontrando-se uma função da margem em relação ao carregamento ajustando-se a curva simulada, desse modo a curva da margem em função do carregamento foi ajustada por um polinômio de quinta ordem apresentando resíduo de aproximadamente 1%.

$$MET_{\lambda} = -1456.1\lambda^5 + 6267.2\lambda^4 - 10901\lambda^3 + 9780.6\lambda^2 - 4763.4\lambda + 1092.2 \quad [1]$$

No gráfico da Figura 8, pode se observar o comportamento da margem de estabilidade do sistema calculada e a estimada mediante ajuste de curvas. Nota-se que a curva estimada representa muito bem o comportamento da margem para a curva de carga diária, nos horários de pico, sua estimativa apresenta um erro de 1% acima do valor calculado, o que fornece uma estimativa mais conservadora da margem. O erro absoluto é calculado simplesmente pela diferença entre o valor estimado da margem pelo valor calculado.

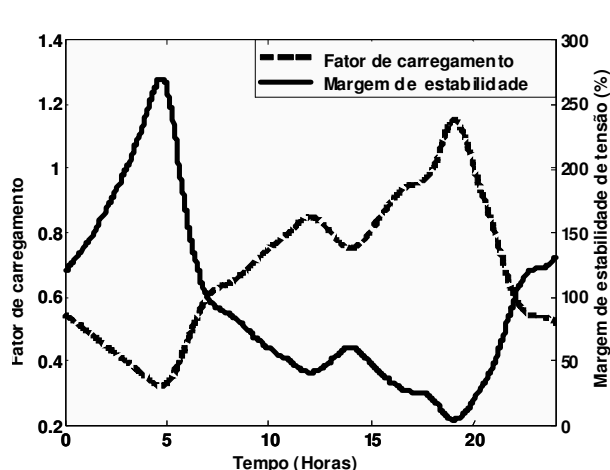


FIGURA 7 – Curva de carga diária minuto a minuto e curva de margem de estabilidade.

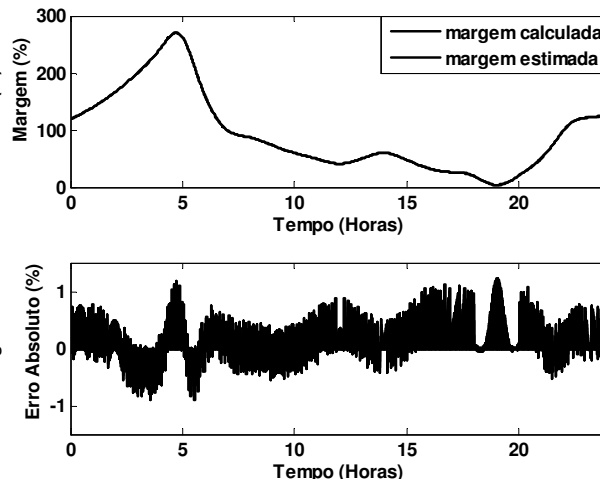


FIGURA 8 – Margem de tensão estimada para uma previsão de carga diária sem considerar contingências.

Os resultados de muitas simulações permitiram a observação de que a estimativa da margem em função da demanda não apresenta resultados satisfatórios quando contingências ou chaveamentos são levados em consideração. Isso ocorre porque a demanda do sistema não sofre variações substanciais devido às contingências, o que prejudica a estimativa, deixando clara a necessidade de um passo complementar de correção.

#### 2.2.1 Correção na estimativa da margem de estabilidade considerando contingências ou chaveamento de dispositivos de controle de tensão e potência reativa.

A avaliação do impacto das contingências e de outros eventos discretos na margem de estabilidade de tensão é uma das tarefas mais difíceis em análises em tempo real, devido a sua imprevisibilidade em relação ao tempo e local em que os mesmos podem ocorrer. Por esta razão uma análise “off line” se faz necessária para garantir a estabilidade e segurança da rede em tempo real, as contingências mais severas precisam ser identificadas e estratégias de reforço devem ser desenvolvidas de forma que o sistema possa sobreviver a situações críticas. Entretanto uma estimativa rápida e precisa da margem de estabilidade ainda é muito importante para que os operadores possam tomar ações preventivas ou emergenciais para aumentar o nível de segurança da rede ou evitar o colapso de tensão. O método proposto demonstra que a aquisição de dados do sistema de PMUs pode ajudar a resolver o problema, uma vez que a taxa de atualização das medidas é muito rápida e dessa forma o impacto das contingências pode ser quantificado com pouco atraso e os operadores podem agir para evitar a instabilidade de tensão. A idéia é estimar a queda no valor da margem em função das quedas de tensão registradas pelas PMUs fornecendo um fator de correção para a margem estimada na etapa anterior.

Em geral os eventos discretos como contingências de equipamento e chaveamento de capacitores ou taps de transformadores apresentam uma influência acentuada e instantânea nas magnitudes de tensão. As contingências causam quedas de tensão e os chaveamentos de capacitores causam aumentos nas magnitudes das tensões. Assim, é possível utilizar um banco de dados com um grande número de eventos discretos, aplicar um método de ajuste de curvas e obter uma equação que quantifique o impacto dos eventos na margem de estabilidade de tensão. A Figura 9 ilustra o procedimento para a segunda etapa, no qual pode se observar o conjunto de desvios de tensão para cada evento discreto, bem como a curva ajustada por um polinômio de segunda ordem. Os desvios de tensão da Figura 9 são relativos à medida anterior e não em relação ao valor de 1 pu, além disso, é preciso ressaltar que são necessárias duas medidas de tensão para se determinar o desvio de tensão, resultando em um atraso de uma medida na estimação da margem, o qual não constitui um problema uma vez que a taxa de aquisição de medidas das PMUs pode ser da ordem de milissegundos. A correção relativa na margem também é em relação ao valor estimado anterior. Pode se concluir que a correção relativa se baseia na derivada no tempo da tensão medida, o que é bastante adequado para a quantificação do impacto das contingências na margem. No gráfico da Figura 9 na verdade estão representadas as médias dos desvios das medidas das 4 PMUs instaladas nas barras críticas para cada evento. Com essa estratégia um reduzido número de unidades de medida pode detectar os desvios de tensão ao longo de todo o sistema em tempo real. Utilizando o software matemático MATLAB<sup>®</sup> foi possível ajustar a curva dos desvios de tensão por um polinômio de segunda ordem, capturando o comportamento com boa precisão.

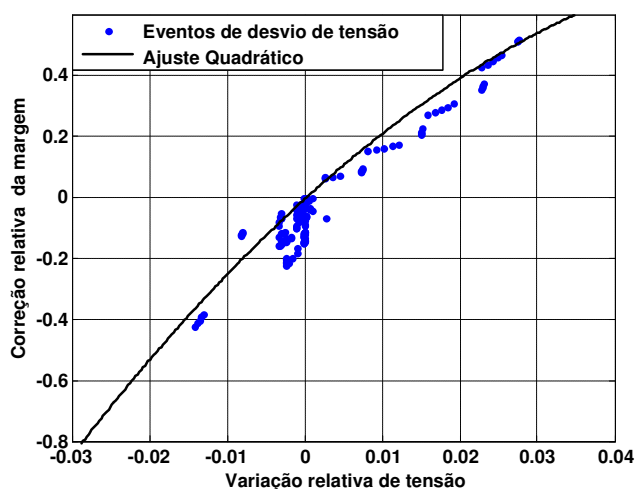


FIGURA 9 – Desvio relativo da margem em função da variação de tensão devido a eventos discretos.

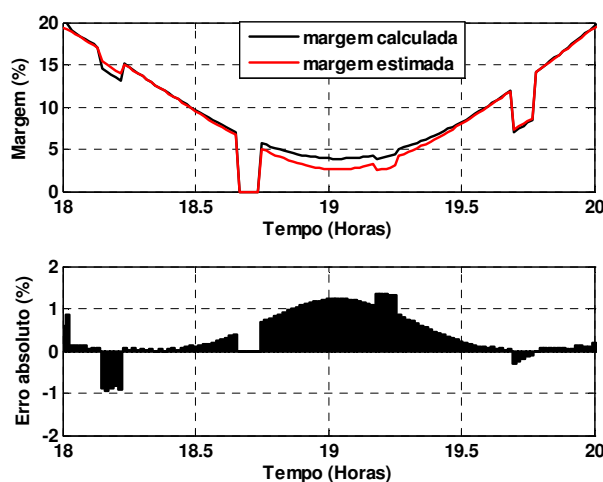


FIGURA 10 – Margem estimada considerando contingências e o passo corretor.

O polinômio encontrado para os pontos simulados no sistema teste New England de 39 barras é o seguinte:

$$\Delta MET = -164.43\Delta V^2 + 23.099\Delta V - 0.0047768 \quad [2]$$

No qual  $\Delta MET$  é a correção relativa na margem, e  $\Delta V$  é o desvio relativo médio das quatro medições das PMUs em relação às medidas anteriores. Assim, o valor estimado da margem corrigida será o valor estimado na etapa anterior corrigida da seguinte forma:

$$MET = MET_{\lambda}(1 + \Delta MET) \quad [3]$$

Caso não haja uma mudança substancial em duas medidas consecutivas de tensão, então a correção relativa será próxima de zero e a estimativa da primeira etapa prevalece. A correção pode ser positiva ou negativa dependendo do tipo de evento, no caso de contingências a correção será negativa e no caso de chaveamento de capacitores será positiva. A Figura 10 mostra o resultado da margem estimada após a correção, considerando contingências para os horários de maior demanda, para os horários de carga leve, o passo de correção não apresentou resultados adequados devido ao fato de em situações de carga leve, os desvios de tensão devido às contingências não serem expressivos. Entretanto como nos casos de carga leve a margem de estabilidade do sistema apresenta valores elevados, as imprecisões da estimativa não comprometem o método. Para os horários de carga pesada, é possível observar que a correção atuou como esperado detectando a influência das contingências na margem, com uma precisão muito boa, com um erro absoluto em torno de 1%, o que representa um resultado muito satisfatório para um método em tempo real.

### 3.0 - CONCLUSÃO

O método proposto permite o monitoramento em tempo real da trajetória dinâmica da rede elétrica em direção às áreas de risco, dando uma medida da probabilidade de ocorrência de um colapso de tensão, e também fornece uma estimativa da margem de carregamento atual, através de curvas ajustadas “off-line” em função do nível de demanda e de variações bruscas nas tensões monitoradas. Vale ressaltar que os dois métodos propostos para a avaliação em tempo real são aproximados. No entanto, um pode complementar as deficiências do outro, de forma que a precisão e confiabilidade do método completo são adequadas para os objetivos de análise em tempo real. Em resumo, este artigo mostra que o método proposto tem grande potencial de se tornar uma ferramenta importante na análise de risco e proximidade de um evento de instabilidade de tensão em tempo real, utilizando as medidas obtidas das PMUs para complementar os dados da rede e dos resultados de uma análise “off line” completa, alertando os operadores em tempo real sobre a proximidade da instabilidade de tensão.

As duas ferramentas tanto de monitoramento como a de estimativa da margem em tempo real foram testadas usando um sistema teste padrão, produzindo resultados muito interessantes e com grande potencial. Entretanto, para que esta metodologia possa ser efetivamente utilizada para auxiliar os operadores de um sistema real muitos aspectos precisam ser explorados. Alguns itens relevantes a serem investigados em trabalhos futuros são:

- O método precisa ser aplicado em sistemas reais de grande porte, que possuam PMUs instaladas em pontos estratégicos, para testar sua confiabilidade e comprovar sua precisão.
- Estudos adicionais para a alocação ótima das PMUs sobre a perspectiva da análise de estabilidade de tensão.

- Aplicação de conceitos estatísticos mais avançados, tais como métodos de reconhecimento de padrões para a etapa de monitoramento das tensões, e método de superfície de resposta para se obter uma estimativa multi-variável para a etapa de correção da estimativa da margem, ao invés de utilizar apenas os desvios médios de tensão.

#### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) A. M. Abed, "WSCC voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology, IEEE PES Summer Meeting, 1999.
- (2) C. Rehtanz, "CIGRE Technical Brochure on Wide Area Monitoring and Control For Transmission Capability Enhancement", CIGRE WG C4.601, Jan. 2007.
- (3) S. Corsi, G. N. Taranto, "A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 23, no. 3, pp. 1271-1279, Aug. 2008.
- (4) Mingsong Liu, Boming Zhang, Liangzhong Yao, Min Han, Hongbin Sun e Wenchuan Wu: "PMU Based Voltage Stability Analysis for Transmission Corridors", Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008 DPRT 2008, páginas 1815-1820
- (5) Warland, L, Holen, A.T.: "Estimation of Distance to Voltage Collapse: Testing an algorithm Based on Local Measurements", 14th PSCC Sevilla, 2002
- (6) R. Moraes, H. Volskis, Yi Hu, "Deploying a large-scale PMU system for the Brazilian interconnected power system", DRPT conference, pp. 143 – 149, April 2008.
- (7) H. Tijms, Understanding Probability: Chance Rules in Everyday Life, Cambridge: Cambridge University Press, 2004.
- (8) Working Group H-8 of the Relay Communications Subcommittee of the IEEE Power System Relaying Committee: "IEEE STANDARD FOR SYNCHROPHASORS FOR POWER SYSTEMS", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, January 1998.