

AVALIAÇÃO DA CRITICIDADE ESTATICA E DINÂMICA DE SUBESTAÇÕES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

LUCAS RAMALHO DE LIMA^{1,2} ARMANDO M. LEITE DA SILVA³ JORGE L. JARDIM⁴ ZULMAR S. MACHADO JR.¹

¹Universidade Federal de Itajubá, MG, Brasil, ²Centro Universitário de Itajubá, MG, Brasil

³Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ, Brasil, ⁴HPPA Consultoria, RJ, Brasil

E-mails: lucas_lima@unifei.edu.br, armando@ele.puc-rio.br,
jorge.jardim@hppa.com.br, zulmar@unifei.edu.br

Abstract— This paper presents a new method for ranking critical substations in bulk power systems. The proposed approach is able to offer a list of substations, from which system planners can easily identify those facilities with more urgent investment needs. The ranking process includes both static (via optimal power flow) and dynamic (via transient stability) performance analyses to assess performance indices. These indices measure the static and dynamic vulnerabilities of the network. Applications in a test system presenting the rank of critical substation are provided and discussed.

Keywords— Adequacy and security analyses, fast transient stability assessment, substation ranking, substation criticality.

Resumo— Este artigo apresenta uma nova abordagem para classificar subestações em sistemas elétricos de potência. A abordagem proposta é capaz de oferecer uma lista de subestações, pelo qual os planejadores do sistema podem facilmente identificar aquelas instalações com necessidades mais urgentes de investimento. O processo de classificação inclui ambas as análises de desempenho estático (via fluxo de potência ótimo) e dinâmico (via estabilidade transitória) para estimar índices de criticidade. Esses índices medem as vulnerabilidades estática e dinâmica da rede. Os resultados de aplicações em um sistema teste, permitindo a classificação de subestações críticas, são apresentados e discutidos.

Palavras-chave— Análises de adequação e segurança, avaliação rápida de estabilidade transitória, classificação de subestações, criticidade de subestações.

1 Introdução

O desenvolvimento de ferramentas para a análise e identificação de infraestruturas críticas em sistemas elétricos de potência tem se tornado um assunto de grande interesse entre pesquisadores e empresas do setor elétrico. Em geral, o fluxo de potência e estabilidade transitória são as principais ferramentas para avaliar as condições operativas do sistema sob contingências durante a fase de planejamento, porém considerando cenários restritos: e.g., critério “N-1”. Mudanças da topologia da rede, devido a saídas de equipamentos, não são exaustivamente avaliadas em estudos convencionais. Pode-se afirmar que uma subestação é crítica se as contingências associadas comprometem a operação do sistema dos pontos de vista de adequação (estático) e segurança (dinâmico).

Várias técnicas têm sido propostas para analisar a vulnerabilidade e a segurança de sistemas de potência, e.g., inteligência artificial baseada em métodos de busca (Robinson, 2005) e *spectral graph theory* (Torres *et al.*, 2011). Tais técnicas têm sido apresentadas para encontrar equipamentos críticos através de índices de vulnerabilidade de redes elétricas. Recentemente, a criticidade das subestações vem sendo também avaliada considerando as indisponibilidades dos seus equipamentos pelos impactos estáticos e dinâmicos na rede elétrica (Violin *et al.*, 2012).

Do ponto de vista estático, a identificação de elementos de transmissão críticos tem sido discutida na literatura, como por exemplo, (Bianco *et al.*, 2000 e Schilling *et al.*, 2009). Neste trabalho, índices de desempenho estático são propostos para medir a criticidade de subestações da rede, avaliando o desempenho do sistema até contingências duplas.

Tradicionalmente, a estabilidade do sistema é avaliada através da análise de uma lista de contingências considerando diversos cenários operativos. Esta avaliação é um processo muito árduo, devido à complexidade e dimensão dos modelos simulados, consumindo um tempo computacional significativo e a análise de cada simulação requer inspeção visual de várias trajetórias no tempo, impedindo uma verificação minuciosa e abrangente.

Desde o final da década de 60, um esforço significativo tem sido dedicado para elaborar métodos rápidos para análise de estabilidade transitória. O foco inicial foi na aplicação do método de Lyapunov (Pai, 1989), mas as simplificações necessárias eram muito severas e os resultados não foram precisos o suficiente. Atualmente, há basicamente duas principais metodologias que têm obtido relativo sucesso. Uma abordagem é baseada em Função de Energia Transitória (TEF) (Pai, 1989). O outro é baseado no mapeamento de todo o sistema em um modelo equivalente reduzido, constituído por uma única máquina e um barramento infinito equivalente, denominado método SIME (*Single Machine Equivalent*), fundamentado no princípio do “Critério das Áreas Iguais” (Pavella *et al.*, 2000). A principal desvantagem do método TEF é a dificuldade de utilizar modelos detalhados do sistema, i.e., com representação adequada do sistema de excitação, reguladores e FACTS, por exemplo. Por outro lado, o método SIME além de admitir modelos detalhados, tem custo computacional desprezível e pode ser facilmente implementado em programas de simulação no domínio do tempo. Neste trabalho, o índice de desempenho dinâmico será calculado através de uma extensão deste método para avaliar a criticidade dinâmica de subestações.

No que se diz respeito à utilização de métodos probabilísticos para a avaliação da criticidade de subestações na rede, pode-se identificar vários trabalhos (Billinton *et al.*, 1996; Rei *et al.*, 2000; Arentz *et al.*, 2002; Fontoura *et al.*, 1995). Esses métodos são mais orientados a avaliação da confiabilidade do sistema, uma vez que requerem características de ciclos de falhas e reparos de equipamentos.

A avaliação da criticidade de nós, i.e., barras, foi recentemente discutida em Leite da Silva *et al.*, 2015. O presente trabalho é uma extensão deste estudo, agora para subestações, avaliando-as probabilisticamente, não levando em conta os detalhes dentro de uma subestação (equipamento específico, arranjos, etc.), mas as consequências em conjunto com falhas externas e avaliadas, estática e dinamicamente. Ambas as abordagens são testadas usando o sistema teste *Brazilian Birds* (BB Test System Data, 2015). Os resultados são apresentados e discutidos em detalhes.

2 Avaliação Estática de Subestações

A ideia básica do método é classificar as subestações de acordo com seus respectivos valores de SPI (*Static Performance Index*). O SPI de uma subestação é obtido usando um fluxo de potência ótimo linear DC (FPO DC), que avalia a quantidade total de corte de carga, considerando todas as contingências N-1 e N-2 relacionadas a esta subestação na rede com suas respectivas probabilidades de ocorrência. O método é simples e também tem a vantagem de que os cortes de carga podem ser facilmente convertidos em custos associados de interrupção.

2.1 Formulação do Problema

Conforme mencionado, o corte de carga total sobre cada cenário de contingência será avaliado usando um algoritmo de FPO DC. Se violações não são detectadas (i.e., sobrecargas) o cenário é considerado seguro e nenhum índice é computado para a respectiva subestação. Em casos de sobrecarga, entretanto, um algoritmo de FPO DC é executado para efetuar ações corretivas: Estágio 1, usando apenas corte de carga (LS), i.e., redespacho de geração é proibido (exceto os ajustes da barra *swing*); e Estágio 2, redespacho de geração e corte de carga (RLS).

O FPO DC é formulado como um problema de otimização linear, sendo resolvido pelo método Simplex. Para o Estágio 1, o FPO DC pode ser formulado para a contingência i da seguinte maneira:

$$LS_i = \min \sum_{k \in \Omega_c} c_L^k \times FC_k \quad (1)$$

$$P - P^{\text{loss}} = B\theta \quad (2)$$

$$|F| \leq F^{\text{max}} \quad (3)$$

$$P_{SW}^{\text{min}} \leq P_{SW} \leq P_{SW}^{\text{max}} \quad (4)$$

A Equação (1) representa a função objetivo, onde c_L^k denota o custo ou o peso associado com a carga do nó k ; FC_k é o fator de corte de carga correspondente (entre 0 e 1); e Ω_c é o grupo de barras que são considerados na abordagem de mínimo corte de carga. As restrições de igualdade (2) são representadas por equações de fluxo de potência linearizadas, considerando perdas no sistema e as restrições de desigualdade são representadas pelos limites de fluxo de potência das linhas de transmissão (3) e limites de potência gerada na barra *swing* (4).

Para o Estágio 2, um termo adicional é incluído na função objetivo (1). Este termo representa o redespacho de geração e pode ser expresso para a contingência i por:

$$RLS_i = \min \left\{ \sum_{j \in \Omega_G} c_G^j \times P_G^j + \sum_{k \in \Omega_c} c_L^k \times FC_k \right\} \quad (5)$$

onde c_G^j representa os custos operativos das unidades geradoras; P_G^j é a potência ativa gerada no nó; e Ω_G é o conjunto de nós de geração a serem considerados no problema de redespacho.

Neste estágio, as restrições são representadas por (2) e (3) e também pelas máximas injeções de potência das unidades geradoras (6):

$$P_G^{\text{min}} \leq P_G^j \leq P_G^{\text{max}} \quad (6)$$

onde P_G^{min} e P_G^{max} são, respectivamente, os limites inferior e superior de potência gerada no nó j .

2.2 Índice de Desempenho Estático (SPI)

A fim de ilustrar o processo de cálculo do índice SPI, considere a subestação Azulão do sistema BB apresentado na Figura 1 que é composta por dois nós ligados por um transformador e conectada às subestações Pardal e Sabiá da rede elétrica através de linhas de transmissão.

Primeiramente, são identificados os elementos que compõem esta subestação, i.e., nós, transformadores e compensadores série e os elementos que ligam a outras instalações, e.g., linhas de transmissão e HVDCs, através de um algoritmo de topologia de rede. A avaliação de todas as contingências começa neste ponto. Portanto, considere a contingência simples (“N-1”) onde a linha/transformador “160-170” falha. O cenário de contingência é analisado usando um fluxo de potência DC. Se sobrecargas são detectadas, um algoritmo de FPO DC é executado, onde todas as sobrecargas são eliminadas usando corte de carga como única opção. Este processo representa o Estágio 1 e o montante total de corte de carga em todo o sistema é salvo. Um segundo FPO DC é usado para eliminar sobrecargas utilizando tanto redespacho quanto corte de carga. Este processo representa o Estágio 2 e, mais uma vez, a quantidade total de corte de carga é salvo. O mesmo procedimento descrito

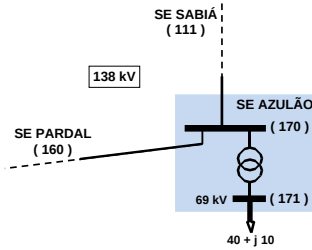


Figura 1. Representação de uma subestação (SE) do sistema BB.

para a contingência simples do elemento “160-170” é repetido para as contingências simples (“N-1”) remanescentes, i.e., elementos “111-170” e “170-171”. Os valores de corte de carga (para os estágios 1 e 2) são salvos para todos os casos. Todo o processo descrito para as contingências “N-1” é então repetido para todas as contingências duplas (i.e., “N-2”), em que todas as possíveis combinações dois a dois dos elementos que se conectam diretamente a esta subestação são avaliados, i.e., “160-170” e “111-170”; “160-170” e “170-171”; “111-170” e “170-171”.

O SPI proposto para a subestação Azulão é obtido considerando dois termos: PI_{N-1} e PI_{N-2} , que representam as contribuições de todas as contingências “N-1” e “N-2”, respectivamente:

$$PI_{N-1} = \sum_{i=1}^{N_1} w_{N-1}(i) \times (LS_i + RLS_i) \quad (7)$$

$$PI_{N-2} = \sum_{j=1}^{N_2} w_{N-2}(j) \times (LS_j + RLS_j) \quad (8)$$

onde N_1 e N_2 são os números de contingências “N-1” e “N-2” para a subestação Azulão e $w_{N-1}(i)$ e $w_{N-2}(j)$ são as probabilidades associadas às configurações da rede criadas pelas contingências simples e duplas, respectivamente, baseadas nas disponibilidades e indisponibilidades dos elementos de transmissão. Por fim, o valor SPI avaliado para esta subestação é:

$$SPI_{Azulão} = PI_{N-1} + PI_{N-2} \quad (9)$$

Variações do SPI podem ser obtidas usando apenas LS, RLS ou ambos como especificado nas equações (7) e (8). No Estágio 1, considerando que em certos cenários de contingência, a rede de transmissão remanescente não é capaz de transportar o montante total de potência gerada (i.e., capacidade insuficiente de transmissão), restrições no fluxo serão violadas uma vez que o redespacho de geração é proibido neste estágio. As soluções para o problema citado acima são obtidas usando simples heurísticas. Em casos de ilhamento (i.e., uma barra ou um conjunto de barras que criam subsistemas separados), os valores de LS e RLS também podem ser avaliados usando heurísticas para ambos os estágios. É possível que uma combinação dos problemas citados anteriormente (i.e., capacidade insuficiente de transmissão e ilhamento) aconteça em certos cenários de contingência. Se isto ocorrer, será considerado que o evento de ilhamento é o mais severo e, portanto, a contribuição para o caso de capacidade insuficiente de transmissão para o SPI será desprezada.

2.3 Algoritmo

Os conceitos apresentados anteriormente são combinados em um algoritmo para avaliar a métrica proposta SPI. Os principais passos são descritos a seguir:

- 1) Ler o arquivo de entrada com todas as informações elétricas e identificando cada subestação da rede através de um algoritmo de topologia;
- 2) Todas as contingências são enumeradas considerando cada subestação do sistema e suas probabilidades de ocorrência calculadas a partir das disponibilidades/indisponibilidades de todos os elementos da rede;
- 3) Para qualquer contingência N-1 (ou N-2), um algoritmo de topologia de rede é usado primeiramente para verificar se o evento de contingência analisado criou algum tipo de ilhamento no sistema. Neste caso, as contribuições para os valores de LS (Estágio 1) e RLS (Estágio 2) são avaliados usando simples heurísticas;
- 4) Um evento de contingência N-1 (ou N-2) é analisado usando um fluxo de potência DC considerando perdas no sistema. O objetivo é examinar se sobrecargas aparecem em qualquer circuito sob a contingência atual. Se sobrecargas não são detectadas, a contingência analisada é considerada segura e o algoritmo prossegue verificando as remanescentes (passo 7). Caso contrário, i.e., se sobrecargas são detectadas, o algoritmo vai para as avaliações dos estágios 1 (passo 5) e 2 (passo 6);
- 5) O Estágio 1 executa o mínimo corte de carga (1) através de um programa de FPO DC. Este passo inclui o uso de heurísticas para lidar com problemas de capacidade insuficiente de transmissão uma vez que o redespacho não é permitido neste estágio. Os valores de LS são salvos e o algoritmo procede para o Estágio 2 (próximo passo);
- 6) O Estágio 2 executa o mínimo corte de carga com redespacho de geração (5) através de um programa de FPO DC. Os valores de RLS são salvos para a contingência analisada, e o algoritmo procede para o próximo passo;
- 7) O algoritmo então procede para a próxima contingência (passo 3). Se não há contingências remanescentes a serem analisadas, determina o SPI para cada subestação da rede, relatórios finais são impressos e o algoritmo termina.

3 Avaliação Dinâmica de Subestações

O método SIME original pode detectar precisamente casos instáveis, mas para o cálculo de margens positivas, quando o sistema é estável, pode gerar erros devido a dificuldades em extrapolar a curva da trajetória de potência acelerante para grandes excursões do ângulo. Logo, a presente avaliação é focada em uma nova abordagem que melhora a consistência e a precisão do método SIME.

3.1 Formulação do Problema

Um método SIME melhorado para calcular margens positivas é crucial, a fim de obter uma avaliação rápida e confiável da estabilidade de todo o sistema. O objetivo é ser capaz de estimar a margem de energia (positiva ou negativa) em poucos milissegundos após a eliminação da falta, quer quando o sistema atinja energia cinética mínima (margem positiva) ou instabilidade é detectada (margem negativa).

A ideia central, para o cálculo de margens positivas, é aproximar a $Pe(\delta)$ pós-falta (característica de transferência de potência pós-falta do sistema OMIB - *One-Machine Infinite Bus*) pela seguinte função de transferência de potência:

$$P_e(\delta) = \frac{E_m(\delta)E_\infty}{X_e} \sin(\delta) + P_0 \quad (10)$$

onde $E_m(\delta)$ é a tensão equivalente da máquina atrás de sua reatância transitória, que é modelada em função do ângulo do rotor; E_∞ é a tensão na barra infinita, que é assumida como constante; δ é o ângulo do rotor da máquina equivalente; e P_0 representa uma potência local referente ao equivalente OMIB. Se os parâmetros $E_m(\delta)$, E_∞ e X_e forem estimados, P_0 pode ser calculado para ajustar a equação num ponto particular. Observou-se que (10) fornece estimativas mais precisas e consistentes da $Pe(\delta)$ do que as propostas inicialmente pela abordagem SIME, as quais se baseiam exclusivamente em métodos de extrapolação usando $Pe(\delta)$ e δ .

O parâmetro $E_m(\delta)$ é estimado pela média das tensões atrás da reatância transitória para os geradores do grupo crítico, i.e.:

$$E_m(\delta) = \frac{1}{N_c} \sum_{k \in C} E_k(\delta) \quad (11)$$

onde N_c é o número de geradores no grupo crítico. E_∞ é estimado da mesma maneira para o grupo não-crítico (geradores remanescentes), mas nos testes realizados até o momento, tem-se estimado o ângulo de retorno e admite-o constante, i.e., não é considerado como uma função do deslocamento do ângulo. O parâmetro X_e é estimado como a média ponderada da impedância externa vista por cada gerador, mais sua própria reatância transitória:

$$X_e = M_C \times \left[\sum_{k \in C} M_k / (x_{ek} + x'_{dk}) \right]^{-1} \quad (12)$$

onde M_k é o coeficiente de inércia, x'_{dk} e x_{ek} são a reatância transitória e a impedância externa vista pelo gerador k , respectivamente, e M_C é a soma de todos M_k em C .

Assumindo que a interconexão entre os grupos críticos e não-críticos é basicamente reativa e que as máquinas no grupo oscilam coerentemente, pode-se escrever:

$$\bar{V}_{mk}(t) = j(x_{ek})\bar{I}_k(t) + \bar{E}_\infty \quad (13)$$

onde $\bar{V}_{mk}$ é a tensão no terminal da máquina k . Considerando ainda que $\bar{E}_\infty$ é constante (barra infinita), pode-se estimar:

$$|x'_{ek}(t)| = \left| \frac{d\bar{V}_{mk}(t)}{dt} / \frac{d\bar{I}_k(t)}{dt} \right| \quad (14)$$

A impedância externa vista por cada máquina individual (x_{ek}) é calculada como a média dos valores de $x'_{ek}(t)$, calculados por (14) durante um intervalo de tempo pós-falta.

3.2 Índices de Desempenho Dinâmico

Em algumas análises do sistema de potência, em particular a avaliação do risco da segurança, é desejável calcular um índice de estabilidade transitória não-iterativo (i.e., não requerendo repetitivas simulações, aumentando/diminuindo os níveis de estresse para se conseguir uma boa precisão) e adimensional. Assim, para cada simulação de uma perturbação, o índice fornece a proximidade do sistema à instabilidade com aceitável precisão. Com base nesses requisitos, um novo índice de estabilidade transitória é proposto. Duas diferentes formas de calcular o índice são usadas dependendo se a margem de estabilidade é positiva ou negativa.

O índice de margem positiva (I_p) é baseado na proximidade das trajetórias angulares do gerador em atingir o limite da superfície potencial (Pai, 1989):

$$I_p = \frac{\delta_u - \delta_r}{\delta_u - \delta_s + \delta_a} \quad (15)$$

onde δ_u é o ângulo SIME no ponto de equilíbrio instável dado por (10); δ_r é o ângulo de retorno; δ_s é o ângulo no ponto de equilíbrio pós-falta; e δ_a é um pequeno ângulo constante (e.g., 10 graus). Portanto, essas variáveis são referidas à topologia do sistema pós-falta. Pode ser visto que este índice pode variar de “0” a “1”, onde “0” significa um caso criticamente estável (quase instável) e “1” significa um sistema muito estável.

Para trajetórias instáveis, O índice de margem negativa (I_n) é a seguinte:

$$I_n = -\frac{Vke_{\min}}{Vke_{\max}} \quad (16)$$

onde $Vke_{\min}$ é o valor da energia cinética mínima da trajetória SIME pós-falta, avaliada próximo ao ponto de detecção de instabilidade e $Vke_{\max}$ é o valor da energia cinética máxima da trajetória SIME pós-falta. Este índice pode variar de “-1” a “0”, onde “0” significa uma condição criticamente instável (quase estável) e “-1” uma condição altamente instável. A energia cinética é dada por (17), onde n é o número de geradores:

$$Vke(t) = 0,5 \sum_{k=1}^n M_k \omega^2(t) \quad (17)$$

O índice de estabilidade é a combinação de ambos os índices I_p e I_n e varia de “-1” a “1”. Alternativamente, este pode ser compensado e dimensionado para variar na faixa de “0” a “1”, onde na faixa de [0;0,5) aponta um caso estável e de [0,5;1] sinaliza um sistema instável. Baseado nos índices de estabilidade para cada nó, apresentados em Leite da Silva *et al.*, 2015, é desenvolvida uma nova métrica que representa a estabilidade média (*Average Stability – AS*) calculada para cada subestação da rede:

$$AS(s) = \sum_{j \in s} [Ncirc(j) \times AS(j)] / \sum_{j \in s} Ncirc(j) \quad (18)$$

onde $AS(s)$ e $AS(j)$ são o índice médio de estabilidade da subestação s e do nó j , respectivamente; e $Ncirc(j)$ é o número de circuitos ligados no entorno do nó j . Outro índice também é proposto, que representa o número médio de eventos instáveis (*Average Number of Unstable events – ANU*) em cada subestação, sendo este índice formulado de forma similar ao índice AS , i.e.:

$$ANU(s) = \sum_{j \in s} [Ncirc(j) \times ANU(j)] / \sum_{j \in s} Ncirc(j) \quad (19)$$

onde $ANU(s)$ e $ANU(j)$ são os números médios de eventos instáveis para a subestação s e do nó j , respectivamente.

3.3 Algoritmo

Os conceitos apresentados previamente são combinados em um algoritmo para avaliar os índices AS e ANU propostos. Os principais passos do algoritmo são descritos a seguir:

- 1) Ler o arquivo de rede e condições operativas, identificando as subestações através de um algoritmo de topologia;
- 2) Selecionar uma das subestações monitoradas e simular todas as perturbações, aplicando curtos-circuitos trifásicos a terra e monofásicos, seguidos pela eliminação da falta e desconexão do associado ramo que afeta todas as linhas conectadas ao nó e calcule os respectivos índices I_p (15) e I_n (16) para cada tipo de perturbação;
- 3) Repetir o passo 2) para todas as subestações monitoradas;
- 4) Calcular o valor AS para cada barra compensando e dimensionando I_p e I_n para que o AS esteja dentro da faixa de [0, 1] para cada tipo de falta;
- 5) Calcular e armazenar os valores AS (18) e ANU (19) para cada subestação, ponderando-os de acordo com a sua respectiva probabilidade de ocorrência para as perturbações simuladas.

Primeiramente, índices ANU são usados para classificar as subestações na lista. Em seguida, as subestações com os mesmos índices ANU são classificados baseados em seus valores AS .

4 Aplicações

Para demonstrar a aplicação dos métodos para classificar subestações, os resultados com um sistema teste são apresentados e discutidos.

4.1 Sistema Teste Brazilian Birds

A Figura 2 mostra o diagrama unifilar da rede *Brazilian Birds* (BB) cujos dados estáticos e dinâmicos estão descritos em (Brazilian Birds Test System Data for Ranking Critical Nodes, 2015). O sistema é composto de duas áreas em 230 kV interconectadas por linhas de transmissão em 440 kV. Geradores e transformadores são mostrados através de equivalentes no diagrama. A carga total é de 1200 MW.

A fim de classificar as subestações, dois casos de despacho de geração serão levados em consideração e são mostrados na Tabela 1: Caso 1 (Caso Base) e Caso 2 (Novo Caso de Despacho), em que as unidades geradoras de Gavião têm sua potência despachada aumentada em 200 MW, enquanto as unidades em Canário e Sabiá compensam esta alteração. A usina hidrelétrica de Canário é a barra *swing* e, portanto, seu valor despachado é obtido com o algoritmo de fluxo de potência, que inclui perdas, e para as outras usinas os despachos são valores indicados na tabela.

4.2 Classificação Estática

A Tabela 2 mostra a classificação e os valores de SPI para o sistema BB considerando ambos os casos 1 e 2. Para o cálculo das probabilidades de cada cenário de contingência utilizam-se os dados probabilísticos da rede elétrica brasileira (ONS, 2003) e são usados como fatores de ponderação no cálculo do índice. A fim de reduzir o tamanho da tabela, apenas as dez primeiras subestações são mostradas.

Do ponto de vista estático, as subestações Curió e Sanhaço são as mais críticas do sistema BB para ambos os casos. Estas subestações transportam toda a potência para a carga conectada a Sanhaço, significando um alto corte de carga, além da alta indisponibilidade na linha de transmissão, em nível de subtransmissão, interligando estas instalações. Para o Caso 1, Tucano e Canário são a terceira e a quarta subestações mais críticas, que representam a geração e transmissão de toda a potência gerada, totalizando 757 MW, assim como em Gavião. Portanto, a saída de qualquer uma dessas instalações resulta em cortes consideráveis de carga ou geração.

Considerando o Caso 2, na sequência de Curió e Sanhaço veem as subestações Arara e Tucano, que representam a conexão e a transmissão da geração em Tucano, respectivamente, totalizando 400 MW. Assim, a saída de elementos ligados a estas subestações resulta em perdas consideráveis de geração. Gavião é a quinta subestação mais crítica que corresponde à conexão de transmissão de toda a sua potência gerada, também resultando em perdas na geração. Observe que a subestação Canário está classificada

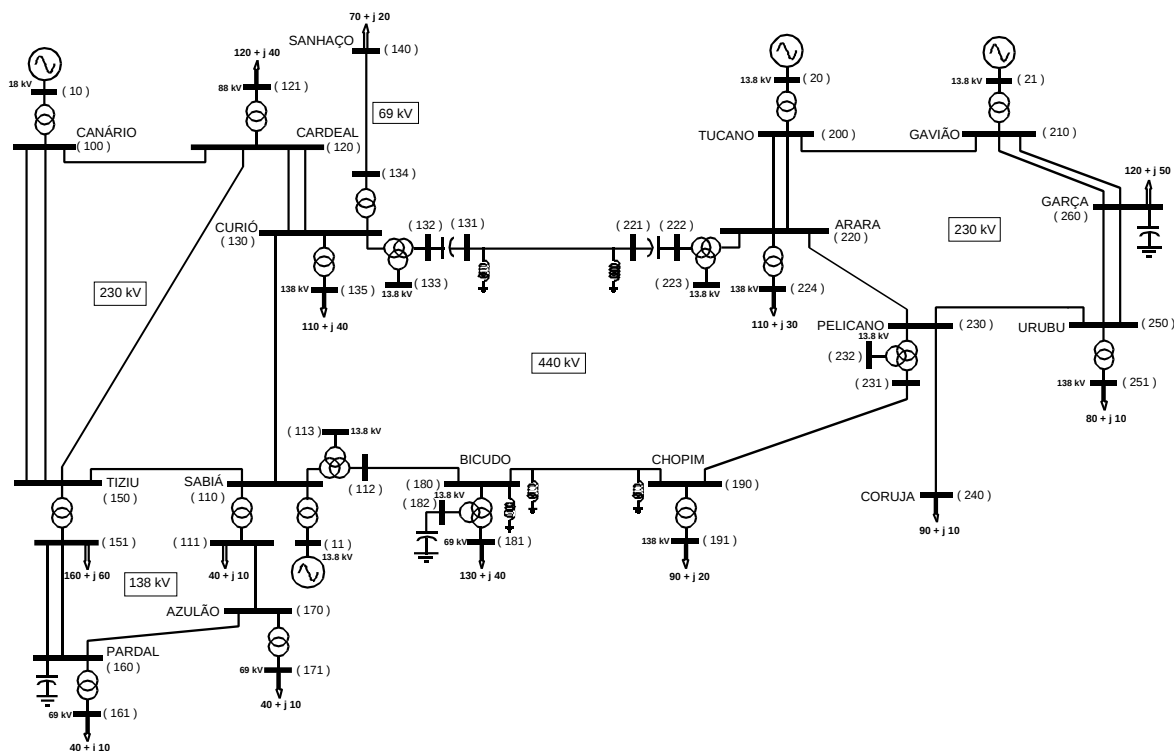


Figura 2. Sistema teste *Brazilian Birds*.

Tabela 1. Casos Analisados – Potência Despachada [MW].

Nome (Número do Nó)	Despacho de Geração [MW]	
	Caso 1	Caso 2
UHE Canário (10)	5×71,44	5×56,39
UTE Sabiá (11)	4×50,0	4×25,0
UHE Tucano (20)	5×80,0	5×80,0
UHE Gavião (21)	4×75,0	4×125,0

apenas como a nona subestação mais crítica, pois o montante de potência na área de Tucano/Gavião é maior comparado ao montante de perda de geração em Canário. Portanto, este fato aponta que o despacho inicial, assim como as probabilidades de saída dos elementos de transmissão são alguns dos parâmetros que têm grande influência na classificação das subestações.

4.3 Classificação Dinâmica

Tabelas 3 e 4 apresentam os índices dinâmicos médios ANU e AS, considerando a análise transitória da rede BB para os casos 1 e 2. Para esses resultados, curtos-circuitos monofásico e trifásico (admitância associada de 10.000 pu), com probabilidades de ocorrência dos eventos de 0,95 e 0,05, respectivamente, são utilizados como fatores de ponderação desses índices. O tempo de exposição considerado para estas perturbações é de 100 (a) e 200 (b) milissegundos. A fim de reduzir o tamanho das tabelas, apenas as dez primeiras subestações são mostradas.

No Caso 1.a não há eventos de instabilidade angular em nenhum dos tipos de falta em estudo, uma vez que os índices ANU são nulos. Observando os índices AS, entretanto, as subestações Canário, Arara e Pelicano representam as subestações mais críticas desta rede. Aumentando a duração da falta para 200

Tabela 2. Análise Estática do Sistema BB: Casos 1 e 2.

Caso 1		Caso 2	
Subestação	SPI [MW]	Subestação	SPI [MW]
Curio	4,2266E-01	Curio	5,7663E-01
Sanhaço	3,9998E-01	Sanhaço	3,9998E-01
Tucano	7,1509E-02	Arara	2,9573E-01
Canário	6,4046E-02	Tucano	1,9242E-01
Gavião	5,3597E-02	Gavião	1,7750E-01
Pelicano	4,8787E-02	Pelicano	1,3359E-01
Coruja	4,8587E-02	Garça	8,8185E-02
Bicudo	4,6400E-02	Chopim	8,7250E-02
Sabiá	3,5715E-02	Canário	5,0401E-02
Cardenal	2,1493E-02	Coruja	4,8587E-02

ms (Caso 1.b), Subestação Canário torna-se mais crítica, com ANU = 0,03, indicando que em algumas linhas conectadas a esta subestação, e removidas após serem submetidas às faltas definidas anteriormente, resultam em problemas de estabilidade transitória. Pode ser observado que outras subestações, e.g., Tiziu, tornam-se mais críticas, como indicado pelos seus correspondentes índices AS. De uma forma geral, a criticidade das subestações considerando o despacho 1 (i.e., Caso 1) é muito baixa.

No Caso 2.a, curtos-circuitos com duração de 100 ms são simulados, cujo despacho é mostrado na Tabela 1. Observe que os balanços de potência nas duas áreas (“Esquerdo = 1” e “Direito = 2”) são: Área₁ ⇒ G₁=381,9 / L₁=710,0 MW e Área₂ ⇒ G₂=900,0 / L₂=490,0 MW. A Área₁ é agora muito dependente da geração na Área₂ e, consequentemente, das linhas de transmissão de 440 kV. A maioria das subestações classificadas no topo da lista está eletricamente próxima a essas linhas (i.e., Pelicano, Arara, Chopim, etc.). Isto indica sua importância, uma vez

Tabela 3. Análise Dinâmica do Sistema BB: Casos 1.a e 1.b.

Caso 1.a (100 ms)			Caso 1.b (200 ms)		
Subestação	ANU	AS	Subestação	ANU	AS
Canário	0	0,0717	Canário	0,0300	0,0984
Arara	0	0,0558	Arara	0	0,0678
Pelicano	0	0,0458	Tiziu	0	0,0586
Sabiá	0	0,0450	Cardeal	0	0,0540
Gavião	0	0,0361	Pelicano	0	0,0504
Tiziu	0	0,0348	Sabiá	0	0,0490
Curió	0	0,0303	Curió	0	0,0475
Tucano	0	0,0254	Pardal	0	0,0406
Chopim	0	0,0248	Chopim	0	0,0369
Cardeal	0	0,0199	Azulão	0	0,0339

Tabela 4. Análise Dinâmica do Sistema BB: Casos 2.a e 2.b.

Caso 2.a (100 ms)			Caso 2.b (200 ms)		
Subestação	ANU	AS	Subestação	ANU	AS
Pelicano	0,5000	0,3737	Pelicano	0,5000	0,3822
Arara	0,5000	0,4020	Arara	0,5000	0,3963
Curió	0,3527	0,1959	Curió	0,2684	0,1853
Chopim	0,2500	0,1673	Chopim	0,2500	0,1647
Canário	0	0,0663	Canário	0,0100	0,0904
Gavião	0	0,0540	Gavião	0,0100	0,0655
Garça	0	0,0469	Tiziu	0	0,0520
Urubu	0	0,0436	Cardeal	0	0,0489
Tucano	0	0,0236	Garça	0	0,0461
Tiziu	0	0,0215	Sabiá	0	0,0398

que a remoção dessas linhas de transmissão pode representar perda de sincronismo entre as duas áreas.

Aumentando a duração da falta para 200 ms (Caso 2.b), pode ser observada que as mesmas subestações próximas às linhas de interconexão continuam classificadas no topo da lista, com a inclusão das subestações Canário e Gavião, que também apresentaram problemas de instabilidade. Do ponto de vista de estabilidade transitória, está clara a relevância das subestações próximas às linhas de interconexão de 440 kV, quando o despacho nesta área é aumentado (i.e., Caso 2).

Ambas as listas de classificação estática e dinâmica, definitivamente, indicam satisfatoriamente a criticidade de subestações da rede BB sob diferentes condições, que pode ser confirmada por análises individuais de fluxo de potência e estabilidade transitória.

5 Conclusões

Este artigo apresentou uma nova abordagem para avaliar subestações em sistemas elétricos de potência. O método proposto é capaz de fornecer a criticidade das subestações, pelo qual os planejadores do sistema podem facilmente identificar aquelas instalações com necessidades mais urgentes de investimento. O processo de classificação inclui ambas as análises de desempenho estático e dinâmico (estabilidade transitória), demonstrando claramente que as listas com a classificação de subestações são distintas do ponto de vista de desempenho estático e dinâmico.

Uma vez que as subestações são detectadas como críticas, não apenas conjuntos de equipamentos serão sujeitos a estudos específicos, mas também as suas configurações na rede. Particularmente, do ponto de vista dinâmico, esquemas especiais de proteção podem também ser avaliados em vista de sua importância na operação “segura” do sistema.

Portanto, os resultados obtidos e o desempenho computacional do programa demonstram o potencial desta ferramenta em aplicações em redes elétricas reais. Ademais, o estabelecimento de padrões aceitáveis para os níveis de criticidade estático e dinâmico estão abertos à discussão entre os planejadores e operadores, baseados em suas próprias experiências e em procedimentos de rede.

Referências Bibliográficas

- Arentz, D.S., Schilling, M.Th., Do Coutto Filho, M.B., e Souza, J.C.S. (2002). Nodal reliability. 14th Int. Power Syst. Comput. Conf. - PSCC, Sevilla, Espanha.
- Bianco, A., Dornellas, C.R.R., Martins, N., Wey, A., Pilotto, L.A.S., Mello, J.C.O., Schilling, M.Th., e Almeida, P.C. (2000). Power system nodal risk assessment: concepts and applications. *Eletroevolução* - Cigré Brasil, No. 20, pp. 11-16.
- Billinton, R. and Allan, R.N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York: Plenum.
- Brazilian Birds Test System Data for Ranking Critical Nodes (2015). Disponível em: <https://sites.google.com/site/powersystemdata/brazilian-data>.
- Fontoura, R.N., Schilling, M.Th., Mello, J.C.O., e Pereira, J.L.R. (1995). Topological reduction considering uncertainties. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 739-744.
- Leite da Silva, A.M., Jardim, J.L., Lima, L.R., e Machado Jr., Z.S. (2015). A method for ranking critical nodes in power networks including load uncertainties. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 31, No. 2, pp. 1341-1349.
- ONS (2003). *Confiabilidade da rede básica no período 2003 – 2005*, Rio de Janeiro, RJ.
- Pai, M.A. (1989). *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Norwell, Massachusetts, USA: Kluwer Academic Publishers.
- Pavella, M., Ernst, D., e Ruiz-Vega, D. (2000). *Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessment and Control*. Norwell, Massachusetts, USA: Kluwer Academic Publishers.
- Rei, A.M., Leite da Silva, A.M., Jardim, J.L., e Mello, J.C.O. (2000). Static and dynamic aspects in bulk power system reliability evaluations. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, pp. 189-195.
- Robinson, D.G. (2005). Reliability analysis of bulk power systems using swarm intelligence. *Proc. Annu. Reliability and Maintainability Symp.*, pp. 96-102.
- Schilling, M.Th., Billinton, R., e Santos, M.G. (2009). Bibliography on power systems probabilistic security analysis 1968-2008. *Int. Journal of Emerging Electric Power Systems*, Vol. 10, No. 3, pp. 1-48.
- Torres, A. e Anders, G.J. (2011). Strategic lines and substations in an electric power network (Chapter 5). In: Vaccaro, A. and Anders, G.J. (Eds). *Innovations in Power Systems Reliability*, London: Springer Pubs.
- Violin, A., Leite da Silva, A.M., Ferreira, C. e Machado Jr., Z.S. (2012). Avaliação da confiabilidade de subestações baseada nos impactos das falhas de equipamentos no sistema elétrico. XIX CBA, Campina Grande, PB.