

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

ABORDAGEM PROBABILÍSTICA PARA ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS DE GRANDE PORTE

**AMANDA FERNANDES DE OLIVEIRA(1); GLAUCO NERY TARANTO(2); MARTHA ROSA MARTINS
CARVALHO(1); MARIO VEIGA FERRAZ PEREIRA(1); MAYNARA AZEVEDO AREDES
PSR SOLUCOES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA.
(1); COPPE/UFRJ(2)**

RESUMO

Sistemas elétricos possuem múltiplos pontos operativos possíveis e os estudos de planejamento dos sistemas elétricos possuem dificuldades de implementação de uma abordagem probabilística. Portanto, esse trabalho objetiva elaborar uma ferramenta e um arcabouço metodológico para realizar estudos probabilísticos de estabilidade transitória em sistemas de grande porte. A aplicabilidade e relevância do estudo é demonstrada no sistema elétrico colombiano no ano 2030 considerando 10.620 casos analisados. O sistema se mostrou robusto quanto à estabilidade transitória, enquanto apresentou 82% de probabilidade de corte de carga por sub frequência para a contingência da maior unidade geradora do sistema.

PALAVRAS-CHAVE

Estabilidade Transitória, Simulação probabilística, Organon, Sistemas de Potência

1.0 INTRODUÇÃO

A transição energética ocorrida nos últimos anos nos sistemas elétricos, demandou dos planejadores e operadores desses sistemas a necessidade de lidar com as incertezas de geração das fontes eólica e solar, flutuações da carga e avaliar a disponibilidade de equipamentos nos estudos para buscar garantir o atendimento da demanda de forma segura e econômica. No futuro próximo, a dinamicidade do sistema aumentará ainda mais considerando maior participação do consumidor na operação do sistema. Dessa forma, um dos grandes desafios no âmbito do planejamento dos sistemas elétricos de potência é o tratamento das incertezas, tanto do ponto de vista da geração de energia quanto da parte do consumo. Uma abordagem para o planejamento é incorporar modelos probabilísticos em suas metodologias para estudar cenários possíveis da realidade, com o intuito de garantir uma solução econômica e confiável para o sistema.

Enquanto as análises em algumas áreas do planejamento do sistema elétrico tradicionalmente utilizam técnicas probabilísticas, principalmente em sistemas hidrotérmicos, tais como o planejamento da operação através da coordenação do despacho das usinas, outras áreas do planejamento da expansão do sistema utilizam modelos de otimização com múltiplos cenários e cálculo probabilístico da reserva operativa (1). Entretanto, outros estudos ainda carecem de métodos probabilísticos que possam ser aplicados em sistemas reais, por exemplo, a análise de confiabilidade e de estabilidade transitória

(2).

A partir de 1920, a interligação dos sistemas elétricos com o intuito de trazer maior confiabilidade e economia, trouxe também novos problemas como aumento dos níveis de curto-circuito e manutenção do sincronismo entre as máquinas do sistema. Dessa maneira, a estabilidade de sistemas elétricos de potência é reconhecida como um problema importante para garantir a segurança da operação dos sistemas elétricos desde essa época (3). O estudo de estabilidade transitória permite avaliar a segurança de um sistema elétrico e a sua capacidade de manter o sincronismo diante de grandes perturbações, por exemplo, um curto-circuito ou a perda de uma ou mais máquinas das usinas de geração. Com esta avaliação, é possível inferir um limite operativo para um determinado ponto operativo de geração e carga frente a uma contingência. A estabilidade transitória dos sistemas elétricos e o comportamento da frequência sistêmica têm ganhado notoriedade ao redor do mundo devido ao aumento das incertezas da geração dada a alta penetração de fontes renováveis não controláveis. Estas fontes têm tornado a operação do sistema elétrico mais complexa não só em função da variabilidade de geração não despachável, como também por não contribuírem naturalmente com uma resposta inercial, característica física da máquina síncrona

essencial para manutenção da estabilidade transitória do sistema. Controles existentes em geradores eólicos que emulam a resposta inercial das máquinas síncronas, chamados de inércia sintética, ajudam a estabilidade.

A avaliação da estabilidade de um sistema de potência é uma tarefa complexa que envolve aprimoradas técnicas de modelagem matemática e uso de algoritmos computacionais sofisticados. Os estudos clássicos de estabilidade contemplam toda essa complexidade, valendo-se de critérios determinísticos para inferir sobre a estabilidade do sistema frente a distúrbios (4). Ainda que o critério determinístico com um cenário conservador possa ser eficaz e contemplar as características do sistema, os resultados podem ser conservadores e as práticas de operação tornam-se economicamente custosas pela incapacidade de indicar o risco incorrido em função da desconsideração da probabilidade de ocorrência do distúrbio e da natureza aleatória dos eventos que se sucedem.

No contexto de considerar as incertezas na análise de um sistema elétrico de potência, o objetivo desse trabalho é apresentar uma nova metodologia para realizar estudos de análise da estabilidade transitória de sistemas elétricos de forma probabilística ao considerar múltiplos cenários para capturar as incertezas na geração e nas contingências do sistema elétrico. Para esse fim, é proposto um processo com as ferramentas necessárias para gerenciar as múltiplas análises, além de uma análise probabilística dos resultados, que permite avaliar a resposta transitória do sistema dada diversas contingências e cenários operativos, de forma a trazer mais robustez às análises e resultados obtidos.

Esse estudo apresenta elevada relevância devido a eventos de grandes distúrbios que levaram sistemas de grande porte considerados robustos a colapsos. Como o caso do Brasil em 2018 em que a desconexão do bipolo de corrente contínua Xingu-Estreito em 800 kV ocasionou altas taxas de variação de frequência e atuação do esquema regional de alívio de carga (ERAC), levando a um corte de carga de 25% de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) e um blecaute no subsistema nordeste (5). Esses eventos evidenciam a importância de considerar as incertezas inerentes aos sistemas de potência e corroboram com a relevância da análise preditiva e probabilística dos sistemas.

2.0 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Os estudos de estabilidade angular transitória de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) permitem analisar o comportamento do sistema dada uma grande perturbação, que pode ser a perda de elementos de geração e/ou transmissão. O sistema é dito estável caso seja possível retornar a um ponto de equilíbrio operativo após a ocorrência do evento. De acordo com (6), a estabilidade angular pode ser definida como a capacidade de um grupo de geradores síncronos de um SEP permanecer em sincronismo após um distúrbio/perturbação no sistema elétrico, ou seja, os rotores das máquinas síncronas permanecem girando na mesma velocidade. A análise da estabilidade angular é subdividida em estabilidade transitória (ou a grandes perturbações), e estabilidade a pequenas perturbações. Na primeira se analisa a manutenção do sincronismo, enquanto na segunda se analisa o amortecimento das oscilações eletromecânicas.

A instabilidade angular pode ocorrer quando há um evento de curta duração tal como a queda de uma árvore sobre uma linha de transmissão, um curto-circuito ou a perda de um equipamento como um gerador. Nesse tipo de avaliação de estabilidade, a análise se baseia no comportamento angular no tempo de modo a avaliar se as oscilações inerentes ao evento de curta duração (falta/contingência) são de natureza crescente ou decrescente e se o sistema será capaz de voltar ao sincronismo.

As máquinas síncronas interconectadas giram em velocidade síncrona em relação umas as outras mantendo o sincronismo. A velocidade do rotor dessas máquinas permanece constante em regime permanente dado o equilíbrio entre torque mecânico e torque elétrico. Frente a uma perturbação, esse equilíbrio é desfeito o que resulta em aceleração ou desaceleração de uma ou mais máquinas em relação às outras máquinas do sistema.

Através da equação de oscilação da máquina síncrona, é possível entender o comportamento da máquina síncrona. Na situação em que a potência elétrica é igual a potência mecânica, a máquina está em regime permanente, ou seja, na velocidade síncrona. Quando ocorre um distúrbio e, por exemplo, a potência elétrica se torna menor que a potência mecânica, a máquina acelera. Ao contrário, quando a potência elétrica se torna maior que a potência mecânica, a máquina desacelera.

Quando uma máquina síncrona perde o sincronismo com o restante do sistema, o seu rotor gira numa velocidade maior ou menor do que aquela necessária para gerar tensões na frequência nominal do sistema. A perda de sincronismo pode ocorrer entre um gerador e o resto do sistema, ou entre grupos de geradores.

Além disso, a frequência de um SEP é função da velocidade dos geradores síncronos desse sistema. A frequência é um parâmetro importante para garantir a segurança e qualidade na operação do sistema. Para grandes variações de frequência, os equipamentos podem não operar de forma adequada, podendo trazer danos mecânicos e levar aos acionamentos de relés de proteção de sobre/sub frequência. Conforme equação de oscilação da máquina, a

velocidade dos geradores está relacionada ao balanço potência elétrica (demanda) e potência mecânica (geração). Ou seja, em um SEP quando a demanda aumenta, as máquinas síncronas irão reduzir sua velocidade e por consequência a frequência do sistema poderá reduzir. De forma análoga, quando a demanda reduz as máquinas síncronas irão acelerar e por consequência a frequência do sistema poderá aumentar.

Para grandes excursões de frequência ocasionadas devido aos distúrbios, os operadores do sistema definem um esquema especial de proteção com o objetivo de proporcionar maior robustez ao atendimento da demanda. Esse consiste em executar cortes de carga automáticos ou desligamento de máquinas de geração quando a frequência atinge um valor pré-definido (mínimo ou máximo), evitando um efeito em cascata que poderia comprometer ainda mais a operação do sistema (7).

Dessa forma, para analisar a estabilidade transitória do sistema e o controle de frequência é preciso estudar o comportamento angular das máquinas no tempo de modo a avaliar o comportamento das oscilações resultantes das contingências. A análise desse tipo de estabilidade exige uma modelagem detalhada do sistema, o que inclui as características dinâmicas detalhadas dos geradores e seus sistemas de controle. O estudo é realizado através de simulações no domínio do tempo com métodos de integração numérica avançados para resolver as equações algébrico-diferenciais deste problema (8).

3.0 METODOLOGIA PARA ESTUDOS PROBABILÍSTICOS DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

3.1 Ferramentas Computacionais

Com o objetivo de aplicar a metodologia e arcabouço desenvolvidos, considera-se um conjunto de *softwares* que irá permitir avaliar os múltiplos casos de estabilidade transitória de um mesmo sistema. O primeiro é o *software* comercial SDDP que resolve o problema de operação de despacho ótimo e estocástico em sistemas elétricos com a representação detalhada do sistema de geração e transmissão. O segundo é o Netplan que é utilizado para a análise e planejamento de redes de transmissão em regime permanente e que pode ser integrado ao SDDP. O Netplan contém modelos para cálculo de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo AC, além modelos utilizados na expansão do sistema de transmissão. E por fim, o *software* comercial ORGANON que realiza a simulação dinâmica do sistema elétrico de potência para os estudos de estabilidade transitória.

Dessa forma, o SDDP será usado para fornecer múltiplos cenários de operação do sistema a serem analisados. Porém, o problema de otimização de despacho ótimo resolvido pelo SDDP representa o modelo de fluxo de potência linearizado. Assim, o NETPLAN irá executar para cada um desses cenários de operação, o fluxo de potência ótimo AC de forma a gerar cenários operativos viáveis do ponto de vista de um fluxo de potência AC. Por fim, o ORGANON é alimentado com esses múltiplos cenários equiprováveis contendo a informação detalhada do estado da rede de transmissão e, nesses cenários aplicam-se as contingências do estudo de estabilidade transitória. A Figura 1 ilustra essa conexão entre os modelos.



Figura 1: Integração SDDP – Netplan – ORGANON.

Para realizar a análise dinâmica probabilística neste trabalho, foi necessário criar um aplicativo, denominado EMC, Estabilidade de Múltiplos Cenários, para gerenciar a execução dos casos no software ORGANON e os resultados obtidos. Esse aplicativo foi desenvolvido em linguagem Julia.

Para executar diversas análises dinâmicas no ORGANON, o aplicativo EMC possui as funcionalidades ilustradas na Figura 2. Para a execução das múltiplas análises, o aplicativo permite que o usuário selecione as opções desejadas tais como: tempo de simulação, arquivo com a lista de contingências e com os modelos dinâmicos das máquinas e os arquivos de saída que devem ser exportados no fim da simulação de cada caso. Em seguida, o programa identifica na pasta de trabalho, informada pelo usuário, os arquivos de rede exportados pelo Netplan considerando os múltiplos cenários operativos que se deseja analisar. Com esses dados, é possível gerar um arquivo texto com os comandos necessários para execução da análise dinâmica para todos os casos de uma só vez. Dessa forma, o ORGANON será executado através dos comandos via arquivo texto.

Após a execução das análises, os resultados de cada caso são gravados e exportados para o mesmo diretório. Dessa forma, o aplicativo EMC compila esses resultados em um arquivo único para facilitar a manipulação dos dados do usuário. Além disso, ele conta com extensões gráficas que permitem analisar a convergência e estabilidade dos casos através de mapas de calor ou superfícies em 3D, e gráficos de frequência e desvio angular de cada caso.

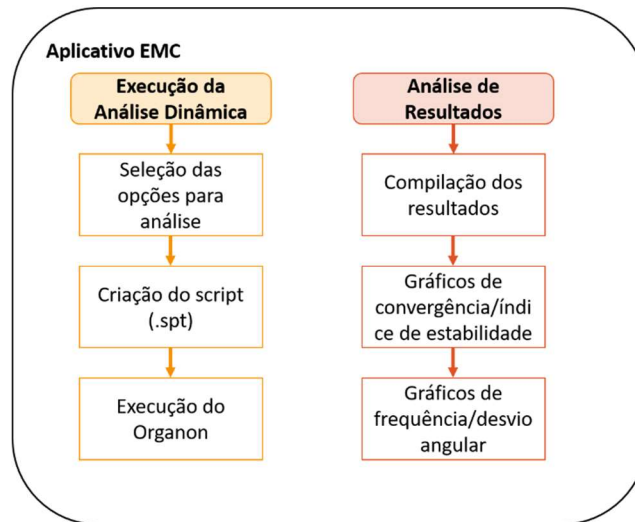


Figura 2: Funcionalidades do aplicativo EMC.

3.2 Análise Probabilística dos Resultados

No arcabouço metodológico proposto para analisar a estabilidade transitória em sistemas de grande porte, consideram-se dois parâmetros principais: (i) índice de estabilidade obtido após a análise dinâmica que indica o quão estável é o caso simulado; (ii) a frequência mínima da primeira oscilação (frequência de Nadir) que permite estimar o risco de corte de carga resultante da atuação de esquemas de proteção de corte de carga automáticos.

O ORGANON fornece como resultado de uma simulação no domínio do tempo, um índice de estabilidade transitória de forma a indicar o grau de estabilidade/instabilidade do caso analisado. Esse índice varia de -1 a +1 em que valores negativos indicam que o sistema é instável e valores positivos indicam que o sistema é estável. Ademais, valores positivos próximos de 1 indicam que o sistema é bastante estável, valores próximos de 0 indicam que o sistema é marginalmente estável e valores próximos de -1 indicam uma condição altamente instável (9). Dessa forma, a análise desse índice irá permitir avaliar a robustez do sistema frente as perturbações estudadas, além de indicar os casos mais severos para serem analisados em detalhes.

Na análise probabilística dinâmica, serão obtidos diferentes resultados para uma mesma perturbação que pode ocorrer para distintos cenários equiprováveis. Do exposto, é necessário adotar modelo probabilístico para a análise desses resultados.

O valor esperado ou média é uma medida de centralidade que permite caracterizar a distribuição de uma variável aleatória discreta. Como a média é um valor central, ela não permite capturar informações relativas à dispersão dos valores da amostra em relação à média. Além disso, ao se considerar a média como métrica de análise, os cenários mais críticos, i.e., de subfrequência ou de índices de estabilidade negativos não são observados.

Com o intuito de verificar o valor médio de corte de carga em virtude de desvios de frequência que possam levar a atuação dos esquemas especiais de proteção, utiliza-se a métrica *Conditional Value at Risk* (CVaR). O CVaR é o valor esperado das amostras que se encontram abaixo de um percentil (α), supondo um nível de confiança pré-especificado ($1 - \alpha$). Dessa forma, o CVaR fornece informações relevantes sobre a extremidade da distribuição. Esse critério de risco permite mensurar a severidade do corte de carga envolvido nas contingências estudadas. Neste trabalho, utiliza-se o percentil de 5% (10).

4.0 ESTUDO DE CASO

4.1 Premissas e Base de Dados

Com o intuito de demonstrar a adequabilidade e relevância da abordagem proposta, utilizou-se o sistema elétrico colombiano de 2030, resultado de um projeto de expansão de geração e transmissão realizado pela agência reguladora colombiana, Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Esse sistema possui capacidade instalada de 25 GW de geração e demanda média de 11 GW. As fontes de geração são divididas em 14 GW de hidroelétricas, 5 GW de usinas térmicas e 4 GW de usinas eólicas conforme ilustrado na Figura 3.

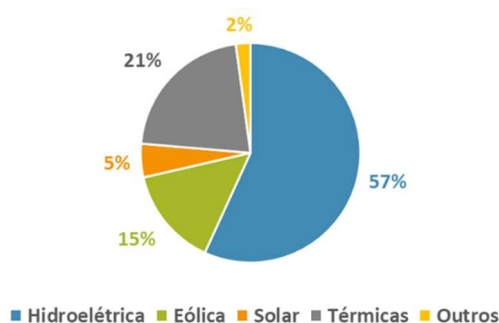


Figura 3: Matriz elétrica do sistema da Colômbia utilizado no estudo.

Em relação ao sistema de transmissão, a base de dados contém a representação detalhada da rede de transmissão com nível de tensão acima de 220 kV. O sistema é representado através de 1700 barras das quais 100 são barras de 500 kV e 160 são barras de 220 kV. Além disso, o sistema possui 675 transformadores e 1135 linhas de transmissão em corrente alternada e um elo de corrente contínua com tecnologia VSC que conecta a subestação Colectora 1 a Cerromatoso. A Figura 4 ilustra a rede de transmissão utilizada nesse estudo com a indicação das subestações de 500 kV.

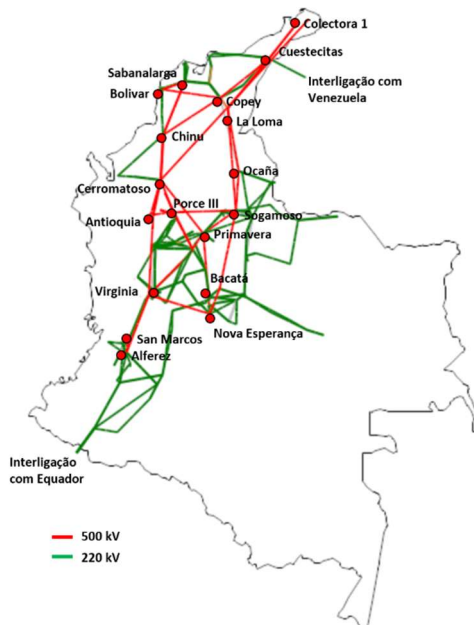


Figura 4: Rede de transmissão do sistema da Colômbia utilizado no estudo

Para realizar a simulação dinâmica desse sistema, as máquinas síncronas foram modeladas com o modelo clássico e considerou-se um valor típico de inércia para as unidades térmicas de 4s a 10s e para as unidades hidrelétricas de 2s a 4s. Ressalta-se que o modelo clássico é neutro em relação à inércia e conservativo em relação ao controle de tensão. Portanto, esta modelagem não resulta em uma representação otimista para a estabilidade do sistema. Para os geradores assíncronos, não se considerou nenhum controle que emulasse inércia. Os reguladores de velocidade utilizados são os reguladores padrões do *software* ORGANON com o estatismo mínimo de 5% de acordo com os procedimentos de rede da Colômbia (11) (12). Dessa forma, a base de dados dinâmica não representa fielmente os dados dinâmicos do sistema colombiano, porém resulta em uma modelagem adequada para a proposta deste estudo.

O sistema colombiano possui um esquema automático de corte de carga denominado de *Esquema de Delastre Automático de Carga* (EDAC) em que o primeiro estágio de atuação é quando a frequência do sistema atinge o patamar de 59.4 Hz. Ademais, o operador define como critério de confiabilidade que a perda da maior máquina do sistema não deve atuar o primeiro estágio do EDAC (13). Nesse sistema, a maior máquina síncrona localiza-se na subestação Antioquia onde encontra-se a usina hidrelétrica Ituango com 2.4 GW de capacidade instalada dividida em 8 máquinas.

Dessa forma, a lista de contingências N-1 desse estudo contempla a perda da maior máquina e a ocorrência de um curto-circuito trifásico nas subestações de 500 kV com posterior abertura da linha devido a atuação da proteção. Nas simulações, a abertura da linha ocorre em 80 ms após a aplicação do curto-circuito sendo esse o tempo máximo de eliminação de defeitos na rede de 500 kV, conforme código de operação da rede colombiana. Assim, o caso foi analisado para 59 contingências distintas sendo a contingência 1 referente a perda da maior unidade geradora e as contingências 2 a 59 referentes a aplicação de um curto-circuito trifásico nas subestações de 500 kV.

Por fim, considerando o horizonte de 2030 e diferentes cenários de geração e carga, foram estudados 180 cenários equiprováveis, resultantes do SDDP e NetPlan, compostos de 3 séries hidrológicas (seca, média e úmida), 5 patamares de carga e 12 etapas (correspondente aos 12 meses de 2030). Logo, a análise de estabilidade transitória desse estudo foi realizada para 10.620 casos, produto dos 180 cenários com as 59 contingências.

4.2 Resultados

Conforme arcabouço proposto, esse sistema será analisado, inicialmente, sob dois parâmetros, o índice de estabilidade calculado pelo ORGANON e a frequência mínima obtida em cada caso para comparar com a frequência de atuação do primeiro estágio do EDAC.

Os resultados para índice de estabilidade desse estudo de caso são apresentados no gráfico de superfície e histograma na Figura 5. Observa-se que a maior parte dos casos possuem índice de estabilidade entre 0.84 e 0.92, ou seja, esse sistema é consideravelmente robusto frente as contingências e cenários de operação estudados. No entanto, existem dois casos com índices de 0.473 e 0.535 que se referem ao mesmo cenário de operação (demanda e geração) e contingências distintas, o primeiro corresponde ao curto-circuito na barra da subestação São Carlos com abertura da linha entre São Carlos e Primavera e o segundo corresponde ao curto-circuito na subestação São Carlos com abertura da linha entre São Carlos e Porce III.

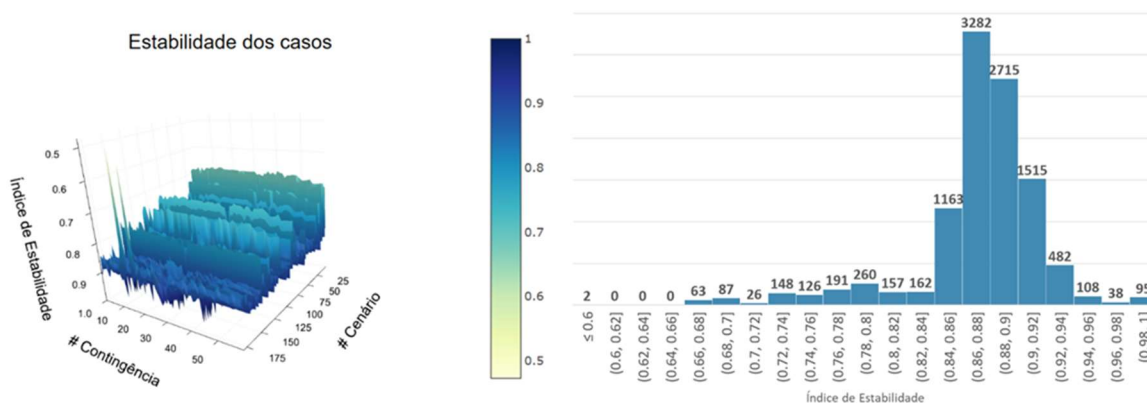


Figura 5: Índice de estabilidade dos casos.

Através de uma análise mais detalhada desses dois casos, observou-se que esse cenário operativo corresponde a um dos cenários com maior geração da usina hidrelétrica San Carlos conectada a subestação São Carlos, ou seja, no ponto de conexão que se aplica o curto trifásico de ambos os casos. Além disso, ao comparar esses casos com os outros cenários operativos para as mesmas contingências, observou-se que mesmo em cenários com menor inércia equivalente, o índice de estabilidade obtido foi acima de 0.89 enquanto a usina San Carlos produz menos de 22% da sua capacidade. Dessa forma, conclui-se que para essa contingência, o despacho da usina San Carlos influencia significativamente a estabilidade do sistema. Através da ferramenta desenvolvida, é possível solicitar o gráfico apresentado na Figura 6 com o desvio angular das máquinas para o caso com índice de 0.473. Observa-se que nesse cenário, a máquina com maior desvio angular é a usina San Carlos.

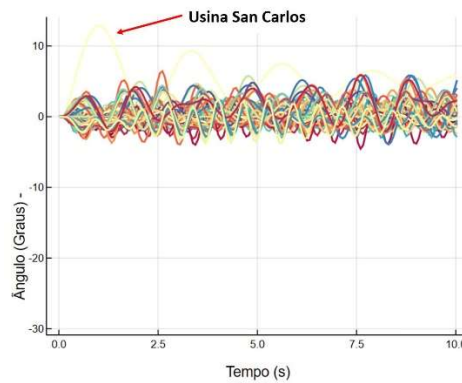


Figura 6: Desvio angular das máquinas para o caso com menor índice de estabilidade.

O gráfico de superfície e o histograma ilustrados na Figura 7 apresentam a frequência mínima obtida durante a simulação de cada caso. Conforme relatado na seção anterior, na Colômbia, o sistema de proteção de alívio de carga é acionado quando a frequência do sistema atinge 59.4 Hz. Dessa forma, ao analisar os resultados de frequência mínima, é possível calcular a probabilidade de ocorrência de corte de carga desse sistema frente as contingências estudadas. Neste estudo, obteve-se um número significativo de casos que atinge a frequência mínima inferior a 59.4Hz, representando 12% dos casos. O caso mais crítico atinge o valor de 58.8 Hz.

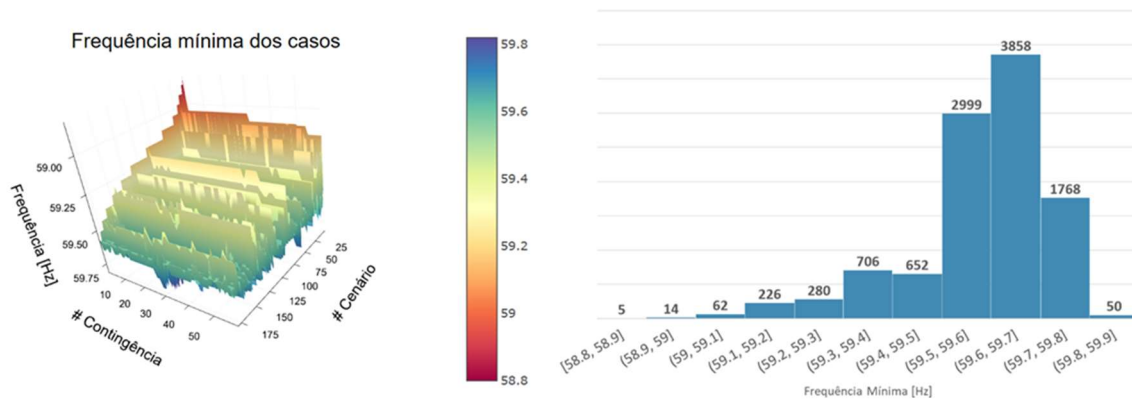


Figura 7: Frequência mínima dos casos.

Uma vez que os cenários de operação são equiprováveis, é possível calcular a probabilidade da atuação do EDAC em cada contingência dada pela razão entre o número de cenários que alcançou a frequência mínima de 59.4 Hz pelo total de cenários de operação em cada contingência. Observou-se que para a contingência 1 referente a perda da maior máquina geradora do sistema, a probabilidade de atuação do sistema de proteção é de 82%. Enquanto as outras contingências, referentes a aplicação de um curto-circuito trifásico em uma subestação de 500 kV, apresentam uma probabilidade de atuação do EDAC entre 10% e 14%.

Para melhor compreensão da severidade de cada contingência em relação a frequência mínima, a Figura 8 apresenta o CVaR de 5% da frequência mínima obtida em cada contingência para os 120 cenários operativos. Neste caso, é possível verificar que em todos os casos, o valor obtido está abaixo dos 59.4 Hz o que ratifica a severidade e o risco de cada contingência em levar a um corte de carga nesse sistema.

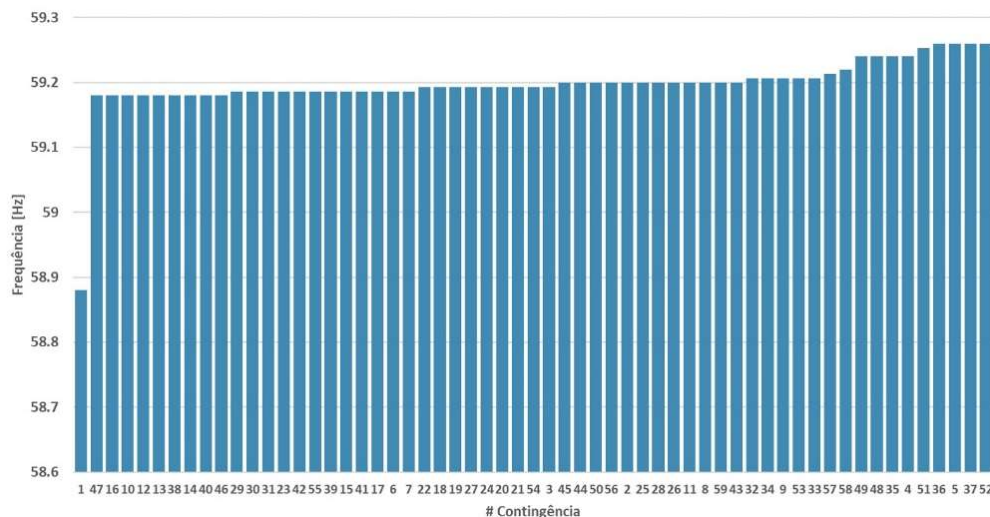


Figura 8: CVaR da frequência mínima das contingências.

Os resultados apresentados mostram que o sistema é estável, porém suscetível à atuação do EDAC, especialmente, para a contingência da perda da maior máquina síncrona do sistema. Nesta contingência, a análise probabilística permitiu mensurar o risco de atuação do esquema de proteção de carga que se encontra acima de 80% dos cenários operativos.

Além do mais, é esperada a atuação do EDAC, e, portanto, corte de carga em contingências N-1 com abertura de linha nos piores cenários operativos, do ponto de vista da frequência de Nadir. Desta forma, o sistema analisado não atende ao critério de risco proposto, em que, nos 5% dos piores cenários não poderão ocorrer corte de carga,

5.0 CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo apresentar uma metodologia de avaliação de estabilidade transitória para múltiplos cenários operativos em sistemas de potência. A metodologia e a ferramenta elaborada neste estudo foram utilizadas para analisar o sistema de transmissão da Colômbia em 2030. Para as simulações, foram estudados 10.620 casos combinados por 180 cenários operativos e 59 contingências. Conforme proposto, o sistema foi analisado inicialmente sob dois parâmetros: o índice de estabilidade e a frequência de Nadir. Este último permite avaliar o risco de corte de carga nesse sistema com a atuação do sistema especial de proteção de corte de carga.

Os resultados indicaram que o sistema é estável, porém o controle carga-frequência mostrou precário tendo uma probabilidade acima de 10% de corte de carga em todas as contingências e especificamente, para a contingência da perda da maior máquina síncrona do sistema, a probabilidade de atuação do esquema de alívio de carga é de 82%. Além disso, em relação a estabilidade do sistema, com a análise dos múltiplos casos observou-se que neste sistema o caso mais crítico envolvia a operação da usina San Carlos.

A abordagem adotada neste trabalho destaca-se por resolver o tratamento das incertezas no planejamento do sistema elétrico, especificamente, nos estudos de estabilidade transitória através da avaliação probabilística de múltiplos cenários. Dessa forma, ao tratar os resultados com métricas probabilísticas tais como valor esperado e CVaR, é possível mensurar a criticidade real do sistema frente a contingências. Além disso, é possível realizar uma varredura sobre os casos futuros possíveis de ocorrer. Dessa maneira, o planejador e operador do sistema conseguem não apenas ter uma visão geral da situação real, mas também permite focar a análise e elaborar as soluções para os casos mais críticos ao invés de valer de critérios determinísticos pré-estabelecidos.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BUCKSTEEG, M., NIESE, L., WEBER, C. "Impacts of Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Techniques on Reserve Requirements and System Costs", IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016.
- (2) SCHILLING, M. T., TAKAHATA, A. Y., SANTOS, M. Confiabilidade Estendida de Sistemas de Potência: Segurança Probabilística. Relatório técnico, X SEPOPE, Florianópolis, SC, 2006.
- (3) STEINMETZ, C. P. "Power control and stability of electric generating stations", AIEE Trans.; vol. XXXIX, Part II, pp. 1215-1287, 1920.

- (4) ELLA, E., MILIGAN, M., KIRBY, B. Operating Reserves and Variable Generation. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, 2011, Golden, Colorado, 2011.
- (5) ONS. “NOTA À IMPRENSA 3 – OCORRÊNCIA NO SIN – 21/03/2018”. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20180322-notaaimpensacomplementar2.aspx>.
- (6) KUNDUR, P. Power System Stability and Control. 1 ed. Palo Alto, California, McGraw-Hill, 1993.
- (7) ONS. “Manual de Procedimentos de Operação - submódulo 10.21”. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.
- (8) STOTT, B. “Power System Dynamic Response Calculations”, Proceedings of the IEEE, vol. 67, no. 2, 1979.
- (9) LEITE DA SILVA, A., JARDIM, J., DE LIMA, L., et al. A Method for Ranking Critical Nodes in Power Networks Including Load Uncertainties. Relatório Técnico TPWRS-01338-2014.R1, IEEE Transactions on Power Systems, 2015.
- (10) CCEE. “Calculadora de Risco CVaR - Manual de utilização”, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Jan. 2018.
- (11) JARDIM, J. L. A. Manual of Organon - Technical Manual, 2019.
- (12) MME. “Codigo de la Rede”, República de Colombia - Ministerio de Minas y Energía, jul. 1995.
- (13) XM. “Revisión y actualización del EDAC por baja frecuencia del SIN”, Documento XM-CND- 12-2017, mar. 2017.

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) AMANDA FERNANDES DE OLIVEIRA

Engenheira eletricista graduada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2019 e mestranda no Programa de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia da COPPE. Ingressou na PSR em 2017 e desde então atua na área de estudos da transmissão e distribuição. Dentre os projetos desenvolvidos incluem: projeções tarifárias do sistema de transmissão, análises de rede de transmissão e distribuição incluindo estudos de planejamento do sistema com recursos distribuídos, novos modelos tarifários e assessoria regulatória.

(2) GLAUCO NERY TARANTO

Glauco N. Taranto obteve a graduação na UERJ em 1988, o mestrado na PUC/RJ em 1991, e o doutorado no Rensselaer Polytechnic Institute, EUA em 1994, todos em Engenharia Elétrica. Em 2006, foi visitante em estágio pós-doutoral no Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano, Milão, Itália. É Professor Titular do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Presidente do Subcomitê de Estabilidade de Sistemas de Potência do IEEE PES, e coordenador da Força-Tarefa "Integração de modelos de relé com simulação dinâmica RMS". Foi editor do IEEE Transactions on Power Systems (2016-2020).

(3) MARTHA ROSA MARTINS CARVALHO

Martha Rosa Carvalho é formada em engenharia elétrica, com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal Fluminense (UFF), Mestre pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e atualmente cursa doutorado na mesma instituição na área de Sistemas de Energia. Ingressou na PSR em 2008 na área de planejamento do sistema elétrico brasileiro, atuando nas áreas de geração e transmissão. Atualmente, Martha é gerente da área de estudos de transmissão, distribuição de energia atuando nos estudos técnicos, regulatórios e econômicos integrados da área.

(4) MAYNARA AZEVEDO AREDES

Maynara Azevedo concluiu a graduação em Engenharia Elétrica em 2015 na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Durante o curso participou de um programa de intercâmbio na Universidade de Tsinghua, Pequim, China. Também se graduou em Matemática Aplicada em 2017. Atuou como pesquisadora no Laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Ingressou na PSR em 2017 onde participa da equipe de desenvolvimento de modelos e ferramentas computacionais para o planejamento e análise de sistemas de potência. Atualmente é também aluna de doutorado do Programa de Engenharia Elétrica, na COPPE/UFRJ.

(5) MARIO VEIGA FERRAZ PEREIRA

Mario Veiga é fundador da PSR. Foi dos principais conselheiros governamentais na crise energética de 2001 e na formulação dos leilões de contratação de energia. Desenvolveu algoritmos que são referência mundial, como a programação dinâmica dual estocástica (SDDP). É Fellow do IEEE; membro eleito da US National Academy of Engineering, da Academia Brasileira de Ciências e da Academia Nacional de Engenharia; recebeu a Medalha Presidencial do Rio Branco por sua contribuição ao setor elétrico brasileiro; a Medalha Nacional de Mérito Científico e o Prêmio Franz Edelman Management Science Achievement. É autor de cinco livros e 250 artigos em periódicos internacionais.