

Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

Reavaliação do critério para limitação dos esforços torcionais em unidades geradoras do Sistema Interligado Nacional - SIN em manobras de fechamento em anel

EDUARDO HENRIQUE MAFRA (1); MANOEL DE JESUS BOTELHO (1);
ANDRE DELLA ROCCA MEDEIROS (1); ANDERSON ROTAY GASPAR (1);
ONS (1);

RESUMO

O presente trabalho consiste em uma pesquisa bibliográfica e em consultas à operadores de sistema de outros países sobre os critérios utilizados para a análise de esforços torcionais em unidades geradoras, causados pelo fechamento de anéis de equipamentos no sistema de transmissão. O objetivo do trabalho é identificar se os critérios ora vigentes no Brasil estão aderentes à prática internacional e se houve algum avanço significativo nos estudos concernentes ao efeito dos esforços torcionais sobre a variedade de unidades geradoras presentes atualmente nos sistemas elétricos, tais como pequenas termelétricas à biomassa e eólicas diretamente acopladas (DFIG).

PALAVRAS-CHAVE

Esforços torcionais, fechamento em anel, potência acelerante, unidade geradora, fadiga cíclica.

INTRODUÇÃO

Os Procedimentos de Rede determinam que o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS deve realizar estudos para a definição das condições de manobra de fechamento em anel e em paralelo no Sistema Interligado Nacional – SIN e religamento automático tripolar em linhas de transmissão, de modo que esses eventos não resultem em esforços mecânicos excessivos nos eixos de unidades geradoras. Para tanto, são definidas máximas aberturas angulares, desvios de frequência e diferença de tensão entre os terminais a serem fechados, de acordo com critérios definidos no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede.

O critério que consta no Submódulo 23.3 é baseado na avaliação da variação instantânea de potência ativa (potência acelerante) de unidades geradoras. Para uma determinada diferença angular, desvio de frequência e diferença de tensão, caso a variação instantânea da potência ativa (ΔP) da unidade geradora seja igual ou inferior a 50% da sua potência nominal aparente, o fechamento em anel e em paralelo é permitido. Caso a variação instantânea da potência ativa (ΔP) da unidade geradora seja superior a 50% de sua potência nominal aparente, o agente proprietário da unidade geradora deve ser consultado a respeito da perda de vida útil do eixo decorrente dos esforços torcionais identificados. Se a perda de vida útil por fadiga cíclica acumulada no material do eixo for inferior a 0,01%, admite-se a manobra. O critério vigente tem sido aplicado igualmente para usinas hidrelétricas e termelétricas desde a década de 80 no Brasil, com base em estudos conduzidos por grupos de trabalho do *Institute of Electrical and Electronics Engineers*- IEEE, quando se identificou a possibilidade de risco de danos em usinas, notadamente de termelétricas compostas de turbinas de eixos longos e múltiplos estágios de pressão (2).

Considerando que os critérios ora utilizados no Brasil são baseados em estudos das décadas de 70, colocou-se o interesse e a necessidade de revisitar a bibliografia à respeito deste assunto e de conhecer as metodologias e critérios atualmente utilizados por outros operadores de sistemas de transmissão (*Independent System Operator* – ISO; *Transmission System Operator* – TSO) do mundo, de modo a verificar o possível avanço e/ou alteração dos critérios e estudos que são realizados. Neste sentido, efetuou-se uma pesquisa bibliográfica das referências técnicas publicadas desde a década de 70, quando foram publicados os primeiros trabalhos sobre o assunto, até 2018. Além disso, a partir de discussões internas e do material da pesquisa bibliográfica, foi elaborado um questionário direcionado aos ISO/TSO de outros países, sobretudo no âmbito do GO15 – *Reliable and Sustainable Power Grids* e do CIGRÉ (*International Council on Large Electric Systems*).

No questionário enviado aos operadores de sistemas elétricos foram solicitados esclarecimentos sobre os critérios utilizados para manobra de fechamento em anel e de religamento automático. Além disso, questionou-se a respeito dos tipos de estudos e modelagem adotados para a definição dos respectivos ajustes, quando aplicável. Ainda se indagou a respeito da adoção do religamento automático tripolar para linhas de transmissão eletricamente próximas a unidades geradoras e se há preocupação em relação ao tempo morto e ao terminal líder, no caso de falha do religamento pela permanência do defeito. Por fim foi solicitado esclarecimento em relação aos parâmetros que são solicitados para definição da suportabilidade dos geradores/turbinas e como são realizados os estudos elétricos (modelagem e tipo de análise). Por fim, a partir das respostas obtidas dos questionários enviados aos operadores de sistemas elétricos e da pesquisa bibliográfica, é apresentada uma síntese geral dos resultados obtidos e propostas algumas recomendações a partir das práticas de operação constatadas e que sejam consideradas aderentes SIN.

1.0 - CRITÉRIOS ATUALMENTE UTILIZADOS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O ONS tem como responsabilidade avaliar a integração de novas instalações de geração e transmissão na rede básica do SIN. No âmbito dos estudos elétricos relativos à operação da transmissão são efetuadas análises para a determinação dos ajustes da função de verificação de sincronismo (ANSI 25) para o fechamento em anel e em paralelo de linhas de transmissão e transformadores e para o religamento automático tripolar de linhas de transmissão. As análises visam determinar a máxima abertura angular, diferença de tensão e desvio frequência em que os disjuntores dos referidos equipamentos podem ser fechados, tanto em manobras controladas como nos casos de religamento automático de linhas, de modo que o impacto das variações bruscas de corrente no sistema elétrico não provoque perda de vida útil por fadiga acumulada nas unidades geradoras, devido a esforços torcionais. A Figura 1 ilustra dois exemplos de falhas iniciadas em eixos devido a fadiga cíclica acumulada, os quais foram submetidos à estresses mecânicos superiores aos limites admissíveis pelo material.

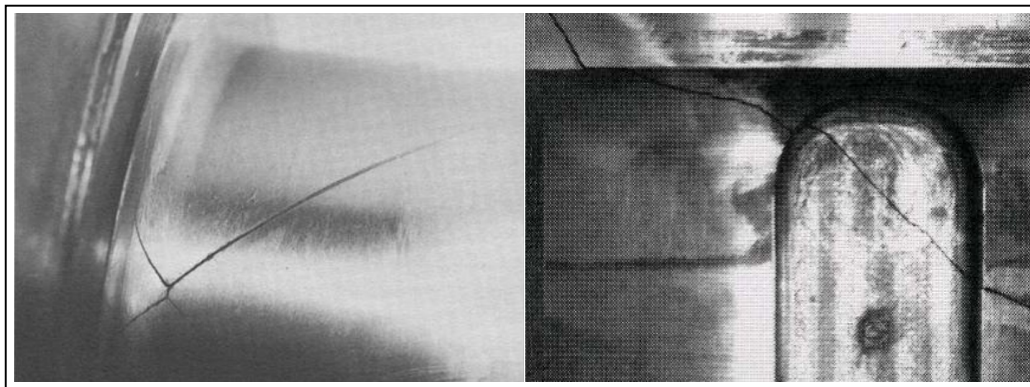


FIGURA 1 – Exemplos de falhas iniciadas por fadiga cíclica acumulada (23)

Os critérios atualmente vigentes nos Procedimentos de Rede para essas análises são baseados, principalmente, em pesquisas de grupos de trabalho internacionais, sobretudo do IEEE, desenvolvidas e publicadas nas décadas de 70 (4) e 80 (2) (3) (5). O critério ainda levou em consideração a consulta que foi efetuada pelo Grupo de Trabalho de Estudos Especiais do Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI a diversos operadores de sistema do mundo, relativa aos critérios utilizados na época, cujos resultados estão publicados na referência (1).

No SIN, uma parcela dos equipamentos da rede de operação possui restrições para o fechamento em anel, tanto devido ao impacto sobre usinas hidráulicas como termelétricas. Alguns destes casos não causa problemas práticos na operação em tempo real, dado que nos cenários típicos de operação a abertura angular é inferior ao ajuste da função de verificação de sincronismo (ANSI 25). Entretanto, em certos casos, o ajuste é extremamente restrito, implicando em dificuldades para o fechamento em anel e para o religamento automático tripolar e até mesmo requerendo redespacho de geração e desligamento de unidades geradoras para posterior fechamento manual do equipamento, podendo atrasar o restabelecimento do sistema e impactar os processos internos das usinas desligadas. Com a integração de geradores de pequeno porte (unidades geradoras inferiores a 100 MVA) no sistema de extra alta tensão, em especial na Rede Básica (tensão igual ou superior a 230 kV), verificam-se dificuldades para o fechamento em anel de linhas de transmissão e transformadores, dado o impacto expressivo que estes eventos têm sobre estas unidades geradoras, sobretudo em pontos do sistema com menores níveis de curto-circuito.

Como exemplo destes casos, a partir de 2012 houve uma proliferação de usinas termelétricas movidas à biomassa, principalmente nos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná e São Paulo, conectadas em níveis de tensão da rede de operação ou em subestações próximas da fronteira com a Rede Básica. Devido a sua importância para o atendimento elétrico da região, foram classificadas como usinas com relacionamento direto com o ONS (Tipo I ou II). Entretanto, possuem unidades geradoras com potências de médio e pequeno porte (até 100 MVA). Em algumas dessas regiões, onde o sistema de transmissão é pouco malhado e ainda relativamente fraco, observam-se

restrições muito severas para o fechamento em anel, praticamente inviabilizando a adoção de religamento automático tripolar e dificultando sobremaneira as manobras controladas. Ressaltando estes aspectos, há inclusive relatos da operação em tempo real de diversas ocorrências em que o tempo de recomposição foi prolongado devido às restrições angulares para o fechamento em anel. Neste sentido, foram levantados alguns questionamentos a respeito dos critérios constantes nos Procedimentos de Rede, que são os seguintes:

- Os estudos do Grupo de Trabalho de Estudos Especiais do GCOI e as consultas a diversos operadores de sistema do mundo que basearam os critérios do Procedimentos de Rede são da década de 70 e 80. Estes permanecem válidos até o momento ou houve outras iniciativas e avanços nestas investigações, que culminaram em alterações das conclusões dos primeiros trabalhos?
- Os primeiros estudos e experimentos levavam em conta o estado da técnica vigente naquela época, concernente à fabricação de geradores, turbinas, materiais utilizados, critérios de projeto etc... além do porte das usinas comumente conectadas ao sistema de transmissão nos países que conduziram o estudo. Houve avanços tecnológicos na tecnologia dos materiais e formas de construção das máquinas que podem ter implicado em alterações destes critérios e no âmbito da sua aplicabilidade?
- O critério atual é aplicado tanto para as usinas hidrelétricas como para termelétricas, apesar das diferenças construtivas entre ambas e do consenso observado na literatura técnica de que em hidrelétricas os efeitos de esforços torcionais devido a manobras de fechamento em anel é irrelevante para o consumo cumulativo de vida útil do eixo turbina-gerador (11). A bibliografia e os outros operadores de sistema procedem considerando o efeito para usinas hidrelétricas ou o aplicam apenas para termelétricas?

2.0 - DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA BIBLIOGRÁFICA E DO QUESTIONÁRIO PARA OPERADORES DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1 Pesquisa bibliográfica

Nesta etapa foi efetuado um levantamento de referências bibliográficas, comportando relatórios técnicos de instituições, artigos técnicos, brochuras elaboradas por grupos de trabalho e dissertações acadêmicas relativas a esforços torcionais em unidades geradoras devido a fechamento em anel e religamentos de linhas de transmissão. A pesquisa percorre desde as primeiras publicações, todas décadas de 70 e 80, até os trabalhos mais recentes disponíveis nas plataformas do IEEE e CIGRÉ. Toda a bibliografia pesquisada e considerada relevante consta listada nas referências do presente artigo.

2.2 Elaboração de questionário para operadores de sistemas de transmissão

A partir da pesquisa bibliográfica e de discussões internas, elaborou-se um questionário que foi enviado aos operadores de sistemas elétricos de outros países, principalmente no âmbito do GO15 e do CIGRÉ, de modo a conhecer as práticas adotadas em outros operadores de sistema referentes aos critérios para limitar os esforços torcionais em unidades geradoras devido a eventos de chaveamentos planejados e não planejados de linhas de transmissão e transformadores. O questionário aborda e busca responder os três questionamentos que foram apresentados na introdução deste trabalho, além de outros aspectos de relevante interesse, tais como os tipos de modelagem e de estudos realizados comumente pelos operadores relativos à este tema e a abordagem das diversas empresas no que diz respeito aos impactos do religamento automático de linhas de transmissão sobre as unidades geradoras.

2.3 Síntese dos resultados obtidos

Neste item é apresentada a síntese das principais informações obtidas da pesquisa bibliográfica e das respostas obtidas do questionário enviado para outros operadores de sistemas de transmissão.

2.3.1 Síntese geral da pesquisa bibliográfica

A partir da bibliografia pesquisada, no que concerne às principais questões que foram colocadas para este trabalho, são apresentadas a seguir as considerações mais relevantes.

Em relação à utilização do critério definido no grupo de trabalho do IEEE (2) – doravante denominado *Screening Guide* –, o qual admite o fechamento em anel caso a potência acelerante seja inferior à 50% da potência nominal da unidade geradora no instante t_{0+} da manobra, a partir de um estudo típico de transitórios eletromecânicos

considerando a reatância subtransitória das unidades geradoras, nenhuma referência apresentou estudos, resultados ou recomendações diferentes daquelas provenientes do Grupo de trabalho do IEEE (2). A Figura 2 apresenta um exemplo de estudo de manobra de fechamento em anel com programa de transitórios eletromecânicos, na qual é apresentada a potência acelerante de uma unidade geradora. O critério ora citado é aplicado utilizando-se o valor do primeiro pico de variação de potência ativa subsequente à manobra (neste exemplo apresentado, o fechamento ocorre entre 4 e 4,5 segundos). Na mesma figura é apresentado um exemplo de religamento automático tripolar, no qual aplica-se uma falta monofásica (em 1 segundo) seguida de abertura e religamento automático tripolar da LT (entre 4 e 4,5 segundos).

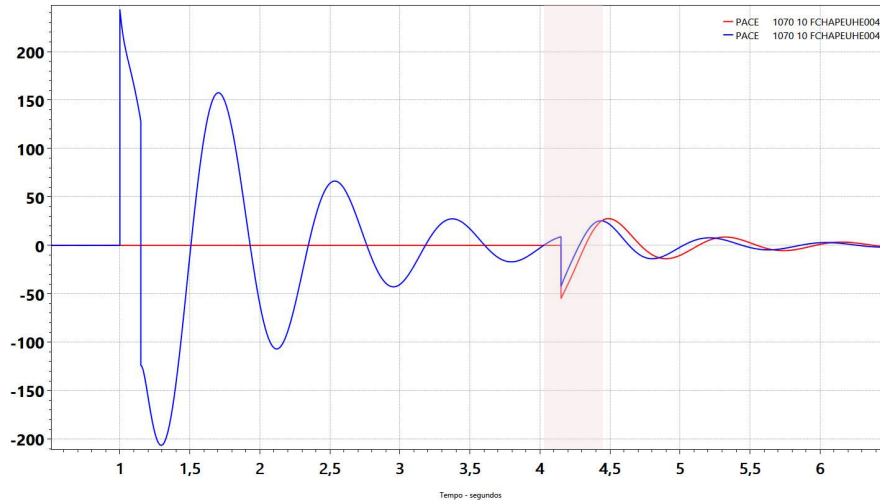


FIGURA 2 – Potência acelerante em unidade geradora: manobra de fechamento em anel (pontilhado); falta monofásica seguida de abertura de linha e religamento automático tripolar (contínua)

Entretanto, tanto os estudos do Grupo de trabalho do IEEE como todas as referências posteriores admitem que os esforços torcionais devido a manobras de fechamento em anel afetam a vida útil sobretudo de usinas termelétricas, não tendo sido objeto das análises e investigações as usinas hidrelétricas. Este aspecto é proveniente das características construtivas das usinas termelétricas, as quais possuem eixos longos com acoplamentos de diversas massas ao longo do mesmo, que oscilam entre si quando submetidas às manobras, fato que não é observado nos hidrogeradores.

Sob o aspecto das características construtivas das usinas termelétricas que foram objeto de experimentação quando da elaboração do *Screening Guide* do IEEE, não foram identificadas evidências de que o avanço do estado da técnica tenha provocado revisões/alterações dos critérios estabelecidos pelo mesmo. Ainda assim, vale ressaltar que as investigações (3) que definiram o respectivo critério baseado na variação de potência ativa, foram efetuadas com base num universo de máquinas térmicas de grande porte e com eixos que acoplavam vários elementos rotores (diversos estágios de vapor/gás). A Figura 3 apresenta um exemplo de eixo de usina termelétrica composto por diversos estágios de pressão e turbogerador e dois exemplos de eixos típicos de usinas hidrelétricas, para efeito de comparação.

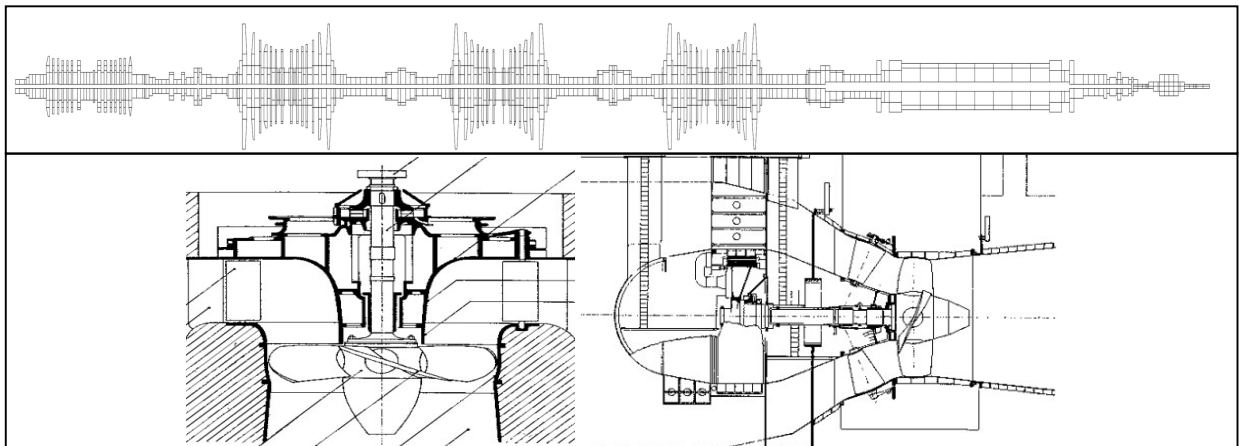


FIGURA 3 – Superior: exemplo de eixo de usina termelétrica composto por diversos estágios de pressão e turbogerador (23); Inferior: exemplo de eixos de turbinas hidrelétricas do tipo kaplan e bulbo (35)

No que diz respeito à análise de fadiga acumulada efetuada na referência nestas mesmas investigações (3), vale ressaltar que neste universo de máquinas térmicas estudadas, para potência acelerante de 50% a partir da manobra de fechamento em anel, cerca de 2% das unidades geradoras apresentaram fadiga acumulada superior ao limite considerado admissível. A figura 4 a seguir apresenta a quantidade de unidades geradoras que tiveram superação no valor admissível de fadiga acumulada em comparação com a potência acelerante resultante da manobra.

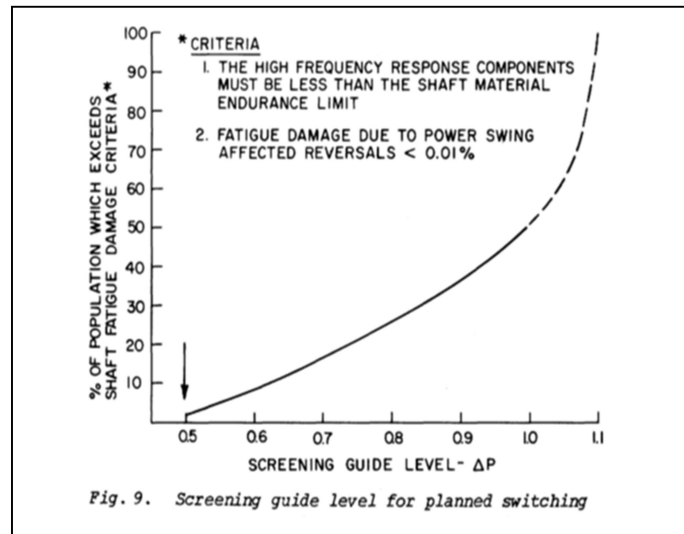


FIGURA 4 – Máquinas com nível de fadiga acumulada superior a 0,01% em função da potência acelerante (3)

A partir da Figura 4, observa-se que mesmo com valores de potência acelerante na ordem de 100% da potência nominal, cerca de metade das unidades geradoras não apresenta fadiga acumulada superior aos valores admissíveis.

Portanto, em função das características das unidades geradoras utilizadas nas investigações que definiram o critério, a aplicabilidade do mesmo para unidades geradoras de menor porte, como é o caso de muitas termelétricas movidas à biomassa no Brasil, pode ser objeto de investigações mais detalhadas.

Outro aspecto verificado nas referências pesquisadas é a preocupação com religamentos. De acordo com algumas referências, os esforços torcionais provenientes destes eventos podem ser extremamente elevados, sobretudo quando ocorre o religamento sob defeito próximo do ponto de acoplamento da unidade geradora. Neste sentido, são listadas a seguir as principais recomendações descritas nas referências, no que diz respeito à utilização de religamento automático em linhas de transmissão próximas a usinas termelétricas, são as seguintes:

- Não é recomendada a utilização de religamento automático tripolar em linhas de transmissão eletricamente próximas/adjacentes a subestações de usinas termelétricas. Quando a conexão não for radial e optar-se pela utilização do religamento automático tripolar, recomenda-se utilizar como terminal líder o terminal mais remoto em relação à usina. Este aspecto minimiza os esforços torcionais no caso de religamento sob defeito.
- Mesmo quando for utilizado o religamento automático monopolar, com conexão radial da usina, adotar como terminal líder o terminal mais remoto em relação à usina, de modo a minimizar os esforços torcionais no caso de religamento sob defeito.
- Não é recomendado adotar tempo morto abaixo da ordem de 1 segundo. A partir da ocorrência de um defeito seguindo de abertura tripolar, ocorrem transitórios eletromecânicos na unidade geradora. Caso ocorra o religamento/fechamento em anel da linha de transmissão enquanto estas oscilações estão com amplitudes elevadas, pode ocorrer a sobreposição dos transitórios de abertura e fechamento da linha de transmissão, implicando em solicitações bastante severas para o eixo turbina-gerador.
- Um consenso observado na maior parte dos trabalhos analisados é que no caso em que a variação de potência ativa seja superior à 50% da potência nominal da unidade geradora, isso não implica necessariamente em violação nos valores admissíveis de fadiga acumulada, sendo sempre recomendada a análise detalhada dos esforços no eixo turbina-gerador.

2.3.2 Síntese geral das respostas do questionário

Em relação aos critérios utilizados para evitar esforços torcionais excessivos nas unidades geradoras, de modo geral as empresas efetuam estudos para a definição de máximas aberturas angulares, devios de frequência e diferença de tensão para o fechamento em anel, similarmente às práticas adotadas no Brasil.

Em relação às usinas que são passíveis de aplicação do critério definido pelo grupo de trabalho de IEEE, é consenso nas respostas dos questionários que o direcionamento enfatiza as termelétricas de grande porte, que possuem diversos estágios de pressão acoplados, com inércias dos rotores e estágios de pressão de mesma ordem de grandeza. Entretanto, mesmo reconhecendo o aspecto supracitado, algumas empresas aplicam o mesmo critério para qualquer máquina rotativa diretamente acoplada ao sistema, inclusive aerogeradores com máquina de indução duplamente alimentados (DFIG), além de não distinguirem o critério em função do porte da unidade geradora.

No que diz respeito aos questionamentos relacionados aos impactos do religamento automático sobre as unidades geradoras, no que diz respeito aos esforços torcionais, de modo geral as empresas evitam utilizar o religamento tripolar em linhas eletricamente próximas de máquinas rotativas diretamente acopladas. Quando adotado o religamento tripolar, ou mesmo o monopolar, procura-se utilizar como terminal líder o terminal mais distante da usina afetada, de modo a reduzir o impacto sobre a usina na ocorrência de religamento sob defeito.

Concernente às informações de suportabilidade das unidades geradoras frente à esforços torcionais e à fadiga cíclica, as empresas não costumam solicitar esta informação aos agentes proprietários. Entretanto, o entendimento é que as usinas devem suportar como manobras de rotina os chaveamentos que causam variação de potência ativa de até 50% da potência nominal da unidade geradora (critério estabelecido pelo Grupo de trabalho de IEEE), sem comprometer a integridade da máquinas durante toda a sua vida útil. Além disso, ainda sob o aspecto da suportabilidade do eixo do conjunto turbina-gerador, o mesmo deve suportar curto-circuito trifásico terminal sem danos significativos que impeçam a operação da unidade geradora.

Por fim, em relação ao questionamento sobre os estudos efetuados pelos ISO/TSO, são efetuados apenas estudos de transitórios eletromecânicos. Entretanto, caso sejam identificadas restrições significativas para o sistema ou impactos significativos na usina, são efetuados estudos de transitórios eletromagnéticos, considerando o modelo massa-mola do conjunto turbina-gerador, avaliado-se se o nível de fadiga cíclica acumulada é aceitável ou não para cada acoplamento do eixo analisado.

3.0 - CONCLUSÃO

A partir da pesquisa bibliográfica e das respostas dos questionários, obteve-se as seguintes conclusões:

Observou-se unanimidade nas fontes pesquisadas a respeito da aplicação do método descrito no *Screening Guide* (2) elaborado pelo grupo de trabalho do IEEE, ou seja, definição de abertura angular entre os terminais a serem fechados em anel, a partir da qual a manobra que implique em potência acelerante de até 50% da potência nominal de unidades geradoras termelétricas não requer estudos mais aprofundados e entende-se que não causará fadiga cíclica acumulada superior aos limites estabelecidos pela mesma referência.

Na bibliografia pesquisada, todos os estudos que definiram o critério tiveram como objeto de análise usinas termelétricas de grande porte. Porém, pela resposta dos questionários, algumas empresas estendem o critério também para as usinas hidrelétricas e aerogeradores com máquinas de indução duplamente alimentadas.

Em todas as publicações mais recentes pesquisadas, nenhuma citou estudos posteriores alterando/revisando/atualizando os do grupo do IEEE, sendo o *Screening Guide* (2) citado invariavelmente como critério vigente. Ressalta-se que não foram encontrados novos estudos considerando a evolução no estado da técnica atual no que diz respeito à fabricação de unidades geradoras e turbinas.

Em diversas publicações e em algumas respostas recebidas dos questionários é citado que a adoção de religamento automático tripolar não é recomendado em linhas de transmissão eletricamente próximas de usinas termelétricas, tanto pelo fechamento do anel quando pela possibilidade de religamento sob defeito, sendo que este último pode implicar em sobreposição de transitórios eletromecânicos (defeito – abertura - fechamento sob defeito - abertura). Ainda assim, caso seja adotado este tipo de religamento, é sugerido que o tempo morto seja suficientemente longo para amortecer as oscilações eletromecânicas e evitar a sobreposição destes transitórios sobre o eixo-turbina gerador, a qual pode resultar em esforços torcionais significativamente excessivos.

Quando utilizado o religamento automático monopolar em conexões radiais, em diversas publicações é citado como recomendação a utilização de terminal líder o mais remoto em relação à conexão da usina, de forma a se minimizar os efeitos do religamento sob defeito.

Baseado nas conclusões e nas respostas dos questionários, recomenda-se levar em consideração e ponderar os seguintes aspectos para o SIN:

- Sugere-se a realização de estudos e discussões mais aprofundados para verificar se há necessidade de se manter o critério para usinas hidrelétricas nos Procedimentos de Rede e da necessidade de avaliar o impacto em usinas eólicas com aerogeradores do tipo DFIG. Além disso, recomenda-se investigar a aplicabilidade destes critérios para usinas termelétricas de pequeno e médio porte (até 100 MVA).
- Avaliar criteriosamente o impacto da adoção de religamento automático tripolar em linhas de transmissão próximas de usinas termelétricas, podendo ser realizados estudos adicionais e mais detalhados dos efeitos destes eventos sobre as unidades geradoras. Quando for utilizado o religamento tripolar, avaliar a viabilidade de se utilizar um tempo morto superior a 3 segundos ou o tempo suficientemente longo para permitir certo amortecimento nas oscilações eletromecânicas da unidade geradora analisada.
- Quando utilizado o religamento automático tripolar, adotar como líder o terminal eletricamente mais remoto em relação ao ponto de conexão das usinas mais afetadas. Da mesma forma, quando utilizado o religamento automático monopolar em conexões radiais de usinas, utilizar como líder o terminal eletricamente mais remoto em relação ao ponto de conexão das usinas mais afetadas.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Influência da defasagem angular nos chaveamentos de anéis nos sistemas de transmissão; Manoel de Jesus Botelho (Eletrosul), Marcos Almeida Prado Lefèvre (Furnas), Vera Lúcia de Castro Soares (Eletrosul); VI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Grupo IV Sistemas de Potência; Balneário Camboriú, SC, 1981.
- (2) IEEE Screening guide for planned steady-state switching operations to minimize harmful effects on steam turbine-generators; IEEE working group on the effects of switching on turbine-generators; IEEE Transactions on Power and Apparatus and Systems, Aug/1980.
- (3) Torsional vibration and fatigue of turbine-generator shafts; D. N. Walker, S. L. Adams, R. J. Placek; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Nov/1981.
- (4) Torsional fatigue of turbine-generator shafts caused by different electrical system faults and switching operations; J. S. Joyce, T. Kulig, D. Lambrecht; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Oct/1978.
- (5) Status of evaluating the fatigue of large steam turbine-generators caused by electrical disturbances; J. S. Joyce, D. Lambrecht; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Feb/1980.
- (6) Fast Line Three Phase Reclosing Practice on Brazilian Grid and its Impact on Thermal Generation Plant Shaft; Álvaro J. P. Ramos, Dalton Lima, Egberto Tavares, Rita K. Medeiros.
- (7) Evaluation of torsional efforts on thermal machines shaft with gas turbine resulting of automatic reclosing; A. J. P. Ramos, W. S. Mota, Y. S. Dantas; World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering Vol:1, No:9, 2007.
- (8) Cálculo de Perda de Vida Útil do Eixo de Turbo-alternadores Devido a Chaveamentos no Sistema Elétrico; Nelson Sadowski, Dissertação de mestrado UFSC, Florianópolis 1985.
- (9) Steam Turbine-Generator Torsional Vibration Interaction with the Electrical Network – Tutorial; EPRI Electric Power Research Institute, Nov/2006.
- (10) Recent Evolution of European Grid Code requirements and its impact on turbogenerator design; L. Rouco, K. Chan, J. Oesterheld, S. Keller; IEEE 2012.
- (11) Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos, revisão 2018.08; <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>
- (12) Vulnerability of large steam turbine generators to torsional interactions during electrical grid disturbances; P. Pourbeik, D. G. Ramey, N. Abi-Samra, D. Brooks, A. Gaikwad; IEEE Transactions on Power Systems, Aug/2007.
- (13) Procedimentos de avaliação de esforços torcionais em centrais termelétricas que operam em ciclo combinado gás-vapor; Dissertação de mestrado, A. F. Pereira; Abril de 2010.

- (14) Turbine-generator shaft torsional fatigue and monitoring; D. N. Walker, R. J. Placek, C. E. J. Bowler, J. C. White, J. S. Edmonds; CIGRÉ International conference on large high voltage electric systems, 1984.
- (15) Evaluation of the torsional impact of accumulated failure combinations on turbine generator shafts as a basis of design guidelines; D. Lambrecht, W. Berchtold, J. Van Hoorn, H. Fick; CIGRÉ International conference on large high voltage electric systems, 1984.
- (16) Torsional electromechanical oscillation monitoring for estimating turbine-generator shaft fatigue life expenditure; V. Arcidiacono, C. Raffaelli, E. Rosa, F. Russo; CIGRÉ 1990.
- (17) Torsional oscillations and fatigue of steam turbine-generator shafts caused by system disturbances and switching events; R. D. Dunlop, S. H. Horowitz, J. S. Joyce, D. Lambrecht; CIGRÉ International conference on large high voltage electric systems 1980.
- (18) Operation and planning problems related to the torsional stresses on turbine-generators - Survey report; A. J. Calvaer, K. E. Johansson, K. Reichert; Reports sponsored by study committees CIGRÉ.
- (19) Problems of torsional stresses in the shaft lines of turbine generators – section 3: recommendations; D. R. Lambrecht, Working Group 01 of Study Committee 11; WG 11.01 CIGRÉ; Electra n° 143 Aug/1992.
- (20) Evaluation of torsional efforts on thermal machines shaft with gas turbine resulting of automatic reclosing; A. J. P. Ramos, W. S. Mota, Y. S. Dantas; World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering Vol:1, No:9, 2007.
- (21) Fast line three phase reclosing practice on brazilian grid and its impact on thermal generation plant shaft; A. J. P. Ramos, D. Lima, E. Tavares, R. K. Medeiros.
- (22) Development of a reclosing scheme for reduction of turbine generator shaft torsional torques: A decision method to achieve optimal reactor capacity; Y. S. Oh, H. C. Seo, J. J. Yang, C. H. Kim; Electra Eng Technol Vol. 9, No. 4: 1145-1153, 2014.
- (23) Steam turbine-generator torsional vibration interaction with the electrical network – tutorial; Technical report; EPRI, 2005.
- (24) Torsional Interaction Between Electrical Network Phenomena and Turbine-Generator Shafts: Plant Vulnerability - Final Report; EPRI; Nov/2006.
- (25) A modal mathematical formulation for evaluating torsional stresses on turbine-generator shafts due to network fault switching; G. Humeres Flores (Eletrosul), A. Simões Costa, R. Carlson, N. Sadowski (UFSC), Aug/1989, São Paulo – II SEPOPE.
- (26) The effects of line tripping modes on fatigue life losses of turbine generators; C. H. Lin; IEEE International Conference on Systems & Signals, 2005.
- (27) Evaluating turbine-generator shaft fatigue due to system faults and faulty synchronization using Monte Carlo simulation approach; S. Al-Dhalaan, S. Aboreshaid, A. Al-Watban (Arábia Saudita); 2000.
- (28) Vulnerability of large steam turbine generators to torsional interactions during electrical grid disturbances; P. Pourbeik, D. G. Ramey, N. Abi-Samra, D. Brooks, A. Gaikwad; IEEE Transactions on Power Systems, Agosto 2007.
- (29) Network alternatives to reduce turbine-generator shaft stresses; P. A. E. Rusche (Consumers Power Company); IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Apr/1979.
- (30) Recent Evolution of European Grid Code requirements and its impact on turbogenerator design; L. Rouco, K. Chan, J. Oesterheld, S. Keller; IEEE 2012.
- (31) Grid code impact on electrical machine design; K. Mayor, L. Montgomery, K. Hattori, J. Yagielski; IEEE 2012.
- (32) Status of evaluating the fatigue of large steam turbine-generators caused by electrical disturbances; J. S. Joyce, D. Lambrecht; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Feb/1980.
- (33) Torsional and stator vibrations in turbines and generators – analysis and mitigation, report 2016:295; Energiforsk, 2016.
- (34) IEEE Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC distribution and transmission lines; Std. C37.104-2012.

(35) Apostila Máquinas Hidráulicas e Térmicas, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira – Agosto de 2009; Prof. Dr. Ricardo A.V. Ramos, Prof. Dr. João B. C. Silva.

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Manoel de Jesus Botelho – Formado em eletrotécnico em 1967 na Escola Federal de Eletrotécnica do Rio de Janeiro. Graduiu-se em engenharia elétrica em 1974 na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Especializou-se em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI-MG) em 1977. Em 2004/2005 participou do MBA na escola de Negócios da PUC-Rio - IAG Master em Desenvolvimento Gerencial - ONS. Ingressou na Light em 1968 no Centro de Operação como eletrotécnico. Ingressou na Eletrosul em 1974 como engenheiro na área de Estudos e Proteção permanecendo até 1997. No ano de 1998 prestou serviços a Eletrobras no projeto da elaboração dos livros do Grupo Coordenador da Operação Interligada - CGOI. Ingressou no ONS no final de 1998 sendo Gerente Executivo do Centro Regional de Operação Sul e do Núcleo Sul do ONS, atualmente é Especialista II.



Eduardo Henrique Mafra – Graduiu-se em engenharia elétrica em 2017 na Universidade Regional de Blumenau – FURB. Trabalhou entre 2015 e 2017 na Gerência de Engenharia de Produto da WEG Transmissão e Distribuição S/A. Ingressou no ONS em 2017, onde atualmente atua como engenheiro na Gerência de Engenharia do Sul do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.



Anderson Rotay Gaspar – Nascido no Rio de Janeiro/RJ em 11/08/1981. Possui graduação em Engenharia Elétrica (2005) pela Universidade Federal Fluminense, especialização em Proteção de Sistemas Elétricos (2007) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e especialização em Sistemas de Energia Elétrica – CESE (2008) pela Universidade Federal de Itajubá. Desde 2003 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, onde atualmente atua na Gerência de Engenharia Sul, em Florianópolis.



André Della Rocca Medeiros – Nascido em Lages/SC em 02/01/1969. Possui Graduação (1991), Mestrado (1993) e Doutorado (2003) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina e especialização em Administração CAISE/MBA pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2009). Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS onde atualmente atua como Gerente da Gerência de Engenharia Sul, em Florianópolis.