

# INTEGRIDADE DE TUBOS DE GERADORES DE VAPOR DE REATORES PWR: CRITÉRIOS DE TAMPONAMENTO PARA PWSCC NA REGIÃO DE TRANSIÇÃO PRÓXIMO AO ESPELHO

**Miguel Mattar Neto**

**Julio R. B. Cruz**

IPEN-CNEN/SP, Divisão de Equipamentos e Estruturas

Cx. P. 11049 - 05422-970 – São Paulo, SP, Brasil

***Resumo.** O mecanismo de degradação por corrosão sob tensão no ambiente do sistema primário do reator na região de transição dos tubos junto ao espelho tem sido uma das maiores causas de tamponamento de tubos de geradores de vapor de reatores PWR, principalmente naqueles onde os tubos são fabricados com Inconel 600. Para evitar o tamponamento excessivo de tubos foi desenvolvido um critério de avaliação baseado no conceito fundamental de retirar de operação, por meio de tamponamento, qualquer tubo com defeitos para os quais há uma grande probabilidade de se atingir um tamanho crítico sob condições de operação acidentais que possam provocar instabilidade durante o próximo ciclo de operação. Além disso, espera-se ter previsões sobre a quantidade de tubos tamponados possibilitando ações preventivas de manutenção e reparo dos tubos e, até mesmo, a troca do gerador de vapor sem causar uma parada longa e não planejada da planta. Nesse trabalho são apresentados aspectos importantes sobre critérios de tamponamento de tubos relacionados a esse mecanismo de degradação baseados no risco de ruptura após a detecção do vazamento com exemplos de cálculo do comprimento de trinca admissível e do vazamento do lado do primário para o secundário.*

***Palavras-chave:** Gerador de Vapor, Integridade Estrutural, Tubo, Corrosão sob Tensão*

## 1. INTRODUÇÃO

As falhas de tubos de geradores de vapor de reatores nucleares PWR têm sido as principais causas de problemas na operação dessas plantas. Primeiramente, há as questões de segurança pois os tubos constituem a maior parte da barreira de pressão primária ao vazamento de radioatividade. Além disso, aparecem os aspectos econômicos pois o tamponamento de tubos com falhas compromete a eficiência da planta e podem levar até à substituição dos geradores de vapor.

Diversos tipos de mecanismos de degradação que causam falhas em tubos de geradores de vapor de reatores nucleares têm sido observados ao longo do tempo. Podem ser citados: a corrosão sob tensão no ambiente do sistema primário do reator (PWSCC – “Primary Water Stress Corrosion Cracking”) na região de transição dos tubos junto ao espelho e na região das curvas de menor raio do feixe (SCC/ID – “Stress Corrosion Cracking/Inner Diameter”); a

corrosão sob tensão com ataque intergranular no ambiente do sistema secundário do reator em áreas onde pode haver acúmulo de resíduos e produtos químicos (região das placas suportes dos tubos e do espelho) (SCC/IGA/OD – “Stress Corrosion Cracking/Intergranular Attack/Outer Diameter”); desgaste dos tubos causado por ataque químico (“wastage”); deformação mecânica ou restrição do tubo nas ligações dos mesmos com os suportes causadas por acúmulo de depósitos de lama ou produtos de corrosão (“denting”); desgaste provocado por movimentos oscilatórios de pequena amplitude entre tubos e suportes (“fretting”); grupos de penetrações de diâmetros pequenos nos tubos provocadas por corrosão localizada (“pitting”).

De acordo com a gravidade das conseqüências planos e ações corretivas têm sido conduzidos visando minimizar a quantidade de tubos tamponados, dentro de condições adequadas de confiabilidade e de segurança das plantas, a partir da avaliação das causas e efeitos desses mecanismos de degradação. Na Fig. 1 (EPRI, 1997) pode-se observar as causas do tamponamento de tubos de geradores de vapor, variando ao longo do tempo, considerando os geradores de vapor de centrais nucleares do mundo todo. É importante ressaltar que a variação do percentual de tubos tamponados devido aos diferentes mecanismos ocorreu pelas ações tomadas para controlar ou, até mesmo, eliminar a degradação associada.

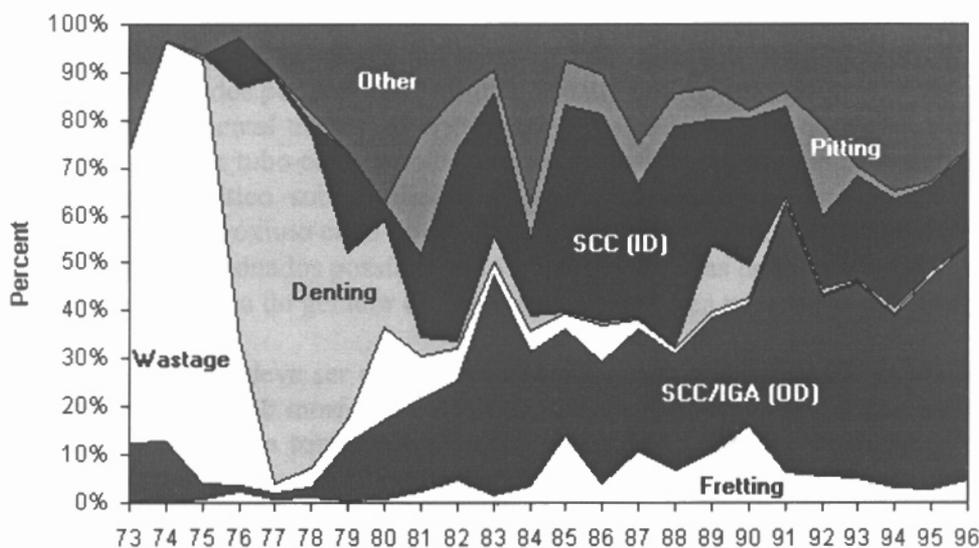


Figura 1 – Causas do tamponamento de tubos de geradores de vapor de centrais nucleares do mundo todo (EPRI, 1997)

Assim, desde os primeiros problemas notados na década de 60 até hoje, houve um grande esforço das diversas partes envolvidas, isto é, os projetistas e fabricantes de centrais nucleares de potência, os operadores dessas centrais e os órgãos licenciadores, para se ter condições aceitáveis de operação dos geradores de vapor com tubos degradados quanto às questões de segurança e econômicas.

Tomando como exemplo os E. U. A., há recomendações emitidas pelo órgão licenciador (USNRC, 1975, 1976, 1998) e guias emitidos pelas indústrias e pelos operadores (NEI, 1997). Nesses documentos são indicados procedimentos para serem seguidos caso a caso, isto é, em cada planta, para vários aspectos tais como: o potencial de dano de cada mecanismo de degradação; as inspeções; a avaliação da integridade estrutural dos tubos e os limites de dano para reparos; a manutenção e o reparo dos tubos; as condições de química da água do lado

primário e do lado secundário dos geradores de vapor; e as condições de monitoramento de vazamentos do lado primário para o lado secundário.

Pode-se notar na Fig. 1 que um dos mecanismos de degradação que mais causou tamponamento de tubos, recentemente, é a SCC/ID. Ele ocorre na região de transição de expansão dos tubos próximo ao espelho. O aparecimento desse mecanismo se deve a três fatores, pelo menos: as tensões altas, aplicadas ou residuais, que existem na região; ao ambiente corrosivo pelas temperaturas altas da água; e à suscetibilidade dos materiais dos tubos, particularmente, os tubos de Inconel 600 (IAEA, 1995).

## 2. SCC/ID NA REGIÃO DE TRANSIÇÃO

Para os diversos mecanismos de degradação dos tubos há um critério, considerado conservador, pelo qual os tubos devem ser tamponados quando numa inspeção se detecta um defeito ou trinca com 40% da espessura nominal da parede do tubo (USNRC, 1975, 1998).

No caso de SCC/ID na região de transição, constatou-se que a aplicação dessa abordagem conservadora levaria ao tamponamento de uma quantidade muito grande de tubos e, como consequência, à substituição de um grande número de geradores de vapor. Foram, então, desenvolvidos critérios alternativos de tamponamento (USNRC, 1976, 1998) pelos quais uma trinca ou defeito com dimensões maiores que 40% da espessura nominal dos tubos, até mesmo passante, pode ser aceitável tanto do ponto de vista de integridade estrutural quanto de vazamento. Nesse caso, os geradores de vapor podem operar de modo seguro e confiável mesmo com tubos afetados por defeitos profundos ou até mesmo passantes.

O conceito fundamental desses critérios alternativos é retirar de operação, por meio de tamponamento, qualquer tubo com defeitos para os quais há uma grande probabilidade de se atingir um tamanho crítico sob condições de operação acidentais que possam provocar instabilidade durante o próximo ciclo de operação. Além disso, espera-se ter previsões sobre a quantidade de tubos tamponados possibilitando ações preventivas de manutenção e reparo dos tubos e, até mesmo, a troca do gerador de vapor sem causar uma parada longa e não planejada da planta.

O critério alternativo deve ser desenvolvido especificamente para cada planta, para cada mecanismo de degradação e morfologia dos defeitos. Devem ser considerados aspectos tais como o máximo tamanho da trinca que é estável e atende aos limites de vazamento do lado primário para o secundário e a taxa de crescimento dos defeitos entre inspeções.

As trincas que surgem pela SCC/ID na região de transição são geralmente axiais mas trincas circunferenciais são também observadas. No caso das trincas circunferenciais é difícil caracterizar seus tamanhos de modo confiável nas inspeções e prever suas taxas de crescimento entre inspeções. Por outro lado, para as trincas axiais, a morfologia dos defeitos é simples, a caracterização do tamanho (comprimento ou profundidade) dos mesmos é possível nas inspeções não-destrutivas, há condições de comparação das dimensões dos defeitos com valores críticos definidos seja pela integridade dos tubos ou pelo vazamento, e a taxa de crescimento dos defeitos entre inspeções pode ser obtida por meio de considerações estatísticas sobre os dados obtidos nas inspeções não-destrutivas.

Deste modo, são apresentados a seguir os aspectos do critério de tamponamento de tubos de geradores de vapor de centrais nucleares PWR para o mecanismo de degradação SCC/ID que causa trincas axiais nos tubos na região de transição próximo ao espelho. Os critérios apresentados são aplicados em um gerador de vapor de uma planta PWR Westinghouse cujas características típicas de carregamentos, dimensões e propriedades mecânicas são fornecidas em Gowda & Begley (1986).

## 2.1. Critério de Tamponamento

O critério de tamponamento para trincas axiais provocadas por SCC/ID na região de transição próximo ao espelho prevê duas situações:

1. Trincas axiais de qualquer comprimento e profundidade na região do espelho são aceitáveis e não requerem plugueamento. Elas não reduzem a pressão de ruptura e não reduzem a resistência ao arrancamento do tubo. Consequentemente, trincas axiais na região do espelho não afetam a segurança. Dependendo de suas localizações, trincas axiais na região do espelho podem levar a um pequeno vazamento do primário para o secundário. Isto é mais uma consideração de ordem operacional do que uma preocupação com a segurança, e é controlado pelo atendimento dos limites de vazamento do primário para o secundário.
2. Trincas axiais de qualquer profundidade na região de transição próxima ao espelho são aceitáveis desde que a ponta superior da trinca não se estenda além de um certo valor admissível acima do topo do espelho à época da próxima inspeção programada. Esse comprimento de trinca admissível acima do espelho pode ser determinado por

$$A = a + a_{\text{esp}} - a_{\text{cres}} - a_{\text{ins}} \quad (1)$$

onde A é o comprimento de trinca admissível acima do espelho, a é o comprimento de trinca para o colapso do tubo sob a condição de pressão mais desfavorável,  $a_{\text{esp}}$  é a correção devido a presença do espelho,  $a_{\text{cres}}$  é a tolerância para o crescimento de trinca entre as inspeções e  $a_{\text{ins}}$  é a tolerância para erro de medidas nas inspeções.

Essas trincas axiais na região de transição podem levar a vazamentos para o ambiente do sistema secundário. Assim, deve ser feita uma avaliação para verificar se esses vazamentos são menores que os limites especificados. Mais ainda, a partir dessas avaliações podem ser definidos limites administrativos mais restritivos.

**Pressão de colapso em função do comprimento de trinca.** As referências USNRC (1997), Majumdar (1996), Flesch *et al.* (1987), Cochet & Flesch (1987), Gillot *et al.* (1987), Hutin, & Billon, (1985), Hernalsteen (1984) e Flesch. & Cochet (1980), baseadas em programas experimentais desenvolvidos especificamente para a avaliação de integridade de tubos de geradores de vapor, indicam a expressão abaixo para cálculo da pressão de colapso de um tubo com uma trinca axial passante:

$$P_{\text{cr}} = (\sigma_f * t) / (m R_m) \quad (2)$$

onde

$P_{\text{cr}}$  = pressão de colapso (“burst pressure”)

$\sigma_f$  = “flow stress” à temperatura

t = espessura do tubo

$R_m$  = raio médio do tubo

m = “bulging factor” =  $0,614 + 0,386 * \exp(-1,25 * \lambda) + 0,418 * \lambda$

$\lambda = k (c / ((R_m * t)^{0,5}))$

$k = (12 * (1 - \nu^2))^{0,25}$

$\nu$  = coeficiente de Poisson

a = comprimento da trinca axial

c = a/2 = metade do comprimento da trinca axial

**Carregamento de pressão.** Para a definição das condições de carregamento de pressão são utilizadas as recomendações de USNRC (1976).

Os carregamentos nos tubos para a condição de acidente são definidos com base no parágrafo NB-3225 da Seção III do código ASME (1995). Ele indica que os limites do Apêndice F, parágrafo F-1341-4 sejam atendidos. Nesse caso, as cargas aplicadas não devem ultrapassar 0,7 do valor da carga de colapso.

Para os carregamentos da condição normal de operação se requer que os tubos sejam capazes de suportar até três vezes a pressão máxima que ocorre nessa condição de operação.

Tomando os valores dados em Gowda & Begley (1986):

1. Condição de acidente - ruptura da linha de água de alimentação ou da linha de vapor principal:  $\Delta P = 18,3 \text{ MPa}$ ,  $T = 315 \text{ }^\circ\text{C}$
2. Condição normal:  $\Delta P = 9,2 \text{ MPa}$ ,  $T = 315 \text{ }^\circ\text{C}$

Assim, a condição de carregamento a ser utilizada nas avaliações é a que resultar na maior pressão diferencial entre  $18,3/0,7 = 26,1 \text{ MPa}$  e  $9,2 * 3 = 27,6 \text{ MPa}$ , que é, no caso, o segundo valor.

**Propriedades mecânicas do material.** Não há em USNRC (1976) uma indicação precisa de como devem ser obtidas as propriedades mecânicas do material empregadas nas análises e verificações. É mencionado que estas propriedades devem ser tomadas à temperatura na qual estão sendo feitas as verificações.

Uma primeira idéia seria utilizar os limites admissíveis indicados no código ASME (1995). Isto, no entanto, é muito conservador não sendo interessante do ponto de vista econômico na operação da planta pois leva a uma máxima trinca admissível menor e a um número maior de tubos tamponados.

Outra opção seria utilizar os valores mínimos das propriedades dados na caracterização dos materiais dos tubos da planta. Há o inconveniente destas propriedades serem dadas normalmente apenas à temperatura ambiente sendo necessário empregar correlações para estimá-las nas temperaturas de verificação da integridade dos tubos. Os valores obtidos trariam ainda algum conservadorismo.

Outro ponto é como obter  $\sigma_f$  a partir dos limites de escoamento e de ruptura. Muitas referências tais como (USNRC,1997), (Majumdar ,1996), (Flesch *et al.*, 1987) e (Flesch & Cochet, 1980) empregam a relação

$$\sigma_f = 0,5 * (\sigma_y + \sigma_u) \quad (3)$$

onde  $\sigma_y$  = limite de escoamento e  $\sigma_u$  = limite de ruptura.

Buscando valores mais realistas, as referências Hutin & Billon (1985), Cochet & Flesch (1987), Gillot *et al.* (1987) e Hernalsteen (1984) recomendam para tubos de GV's de Inconel 600 a relação

$$\sigma_f = (0,58 \pm 0,01) * (\sigma_y + \sigma_u) \quad (4)$$

obtida por meio de ensaios experimentais de colapso de tubos de geradores de vapor.

Em Hernalsteen (1984) há ainda uma consideração adicional sobre a anisotropia das propriedades nas direções axial e circunferencial, sendo que os valores na direção circunferencial devem ser utilizados como sendo 90 % dos valores na direção axial (que são os valores dos ensaios de caracterização das propriedades).

De acordo com Gowda & Begley (1986), para tubos de  $\frac{3}{4}$  de polegada de Inconel 600, à temperatura de  $315 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $\sigma_y = 273 \text{ MPa}$ ,  $\sigma_u = 625 \text{ MPa}$ ,  $E = 193 * 10^6 \text{ MPa}$ , e  $\nu = 0,29$ . Com esses valores de  $\sigma_y$  e  $\sigma_u$ ,  $\sigma_f = 0,9 * 0,57 * (273 + 625) = 460,6 \text{ MPa}$ .

**Correção devido ao espelho.** O reforço dado pelo espelho aumenta o comprimento da trinca na pressão de colapso. Em IAEA (1995) é fornecida uma relação, baseada em trabalhos belgas, para tubos de  $\frac{3}{4}$  polegada. A relação é dada na forma abaixo

$$\begin{aligned} 0 < 2c < 4,5 \text{ mm} & \rightarrow a_{\text{esp}} = 4,5 \text{ mm} \\ 4,5 \text{ mm} < 2c < 18 \text{ mm} & \rightarrow a_{\text{esp}} = 6,0 - 2c/3 \text{ (em mm)} \\ 18 \text{ mm} < 2c & \rightarrow a_{\text{esp}} = 0,0 \end{aligned} \quad (5)$$

onde  $a = 2c$  é o comprimento de referência da trinca calculado para uma dada pressão de colapso e  $a_{\text{esp}}$  é a correção devido ao espelho.

**Tolerância para o crescimento de trincas.** O USNRC (1976) exige que a taxa de crescimento de trinca seja definida a partir dos dados das próprias usinas. Não há um procedimento para a determinação desse valor mas apenas bases gerais para a sua obtenção. As dificuldades aparecem pela necessidade de tratamento estatístico de dados das inspeções e pela dificuldade de fazer projeções de crescimento de trinca para cada mecanismo de degradação. A referência IAEA (1995) indica uma taxa de crescimento de 2 mm por ciclo de 12 meses de operação para trincas axiais na região de transição em tubos  $\frac{3}{4}$  de polegadas de Inconel 600.

**Tolerância para erros das medidas nas inspeções.** Em IAEA (1995) apresenta-se o valor de 1,73 mm com base no estado-da-arte da data da publicação (1995). Hoje pode-se tomar como 1 mm a tolerância para erros das medidas nas inspeções. Esse valor já era indicado por Esteban *et al.* (1990).

**Efeito de múltiplas trincas.** Testes realizados pela Westinghouse (Gowda & Begley, 1986) indicam que múltiplas trincas axiais distribuídas circunferencialmente não reduzem a pressão de ruptura determinada para trincas isoladas. Eles atribuem isto ao fato de as propriedades de ruptura de um tubo serem controladas pelo comportamento da trinca de maior comprimento presente. A Electricité de France, EdF, realizou numerosos testes em tubos retirados de geradores de vapor (Berge & de Keroulas, 1985) e as análises desses dados também mostraram que as pressões de ruptura são controladas pelo defeito de maior comprimento presente.

**Vazamento através da trinca.** As referências Flesch *et al.* (1987), Cochet & Flesch (1987), Gillot *et al.* (1987), Hutin, & Billon, (1985), Hernalsteen (1984) e Flesch. & Cochet (1980) utilizam as expressões indicadas abaixo

$$Q = K * A * (2 * \Delta P * g / \rho)^{0,5} \quad (6)$$

onde

Q = vazão pela trinca axial

K = fator de forma, tomado como 0,3

$\Delta P$  = pressão diferencial da condição de operação normal = 9,2 MPa

g = aceleração da gravidade

$\rho$  = densidade do fluido e A = área da abertura da trinca dada por

$$A = \alpha(\lambda) * (32/3) * (K_I / (E * (2\pi)^{0,5})) * ((c + r_y)^{3/2} - (r_y)^{3/2}) \quad (7)$$

$$\alpha(\lambda) = 1 + 0,1 \lambda + 0,16 \lambda^2 \quad (8)$$

E = módulo de elasticidade

$$K_I = \sigma (\pi * c)^{0,5} \quad (9)$$

$$\sigma = \text{tensão circunferencial dada por } \Delta P * R_m / t \quad (10)$$

t = espessura do tubo;  $R_m$  = raio médio do tubo e

$$r_y = (1/(2\pi)) (K_I/\sigma_f)^2 \quad (11)$$

## 2.2. Aplicação

Utilizando os dados acima indicados para tubos de GV's de  $\frac{3}{4}$  polegada de Inconel 600 pode-se obter a curva pressão de colapso versus comprimento de trinca dada na Fig. 2 e a curva vazão versus comprimento de trinca dada na Fig. 3.

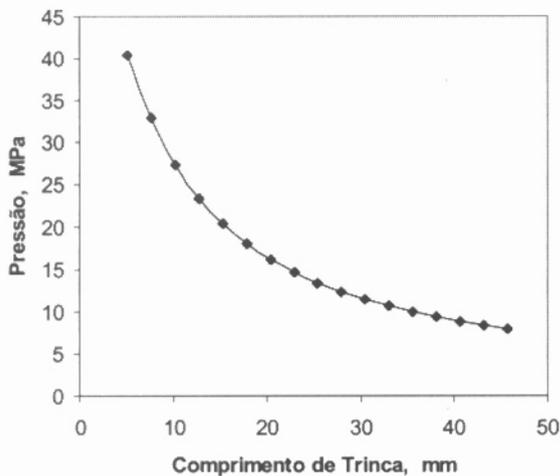


Figura 2 - Pressão de colapso versus comprimento de trinca

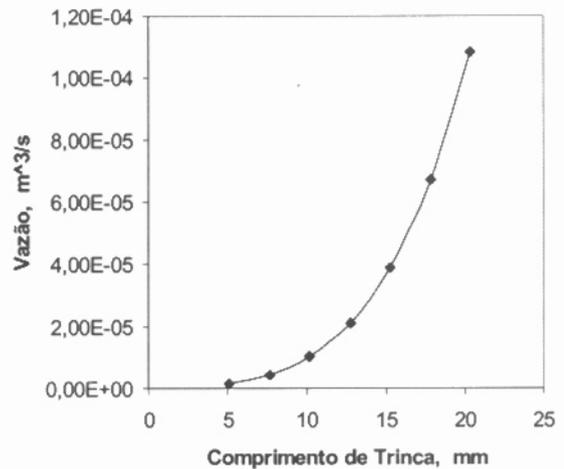


Figura 3 - Vazão versus comprimento de trinca

Da Fig. 2, com o valor de  $\Delta P = 27,6$  MPa, da condição de pressão mais desfavorável, chega-se ao comprimento de trinca para o colapso do tubo a = 10,5 mm. Da Eq. (5) pode-se determinar a correção devido a presença do espelho  $a_{esp} = 6 - a/3 = 6 - 10,5/3 = 2,5$  m. Assim, da Eq. (1) o valor do comprimento de trinca admissível acima do espelho, para um intervalo de 12 meses entre inspeções, é  $A = 10,5 + 2,5 - 2 - 1 = 10$  mm.

Da Fig. 3, com esse valor de  $A = 10$  mm, chega-se a um valor de vazamento do lado primário para o secundário de  $1,1 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$ . Esse valor calculado deve ser menor que o limite de vazamento por gerador de vapor.

### 3. COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

Para o mecanismo de degradação dos tubos SCC/ID na região de transição próximo ao espelho é possível estabelecer um critério de tamponamento alternativo de aplicação relativamente simples como foi indicado no trabalho. Esse critério de tamponamento é quase que completamente determinístico pois a morfologia dos defeitos é simples, a caracterização dimensional dos defeitos é possível por ensaios não-destrutivos e é possível estabelecer uma comparação da dimensão do defeito com um valor crítico. Deve-se ressaltar o grande esforço experimental desenvolvido em diversos países para a validação das formulações propostas.

Há outras situações, para outros mecanismos de degradação, onde a morfologia dos defeitos é complexa ou a caracterização das dimensões dos defeitos nos ensaios não-destrutivos não é possível. Como exemplo pode-se citar a corrosão sob tensão com ataque intergranular no ambiente do sistema secundário do reator em áreas onde pode haver acúmulo de resíduos e produtos químicos (região das placas suportes dos tubos e do espelho) (SCC/IGA/OD – “Stress Corrosion Cracking/Intergranular Attack/Outer Diameter”). Nesses casos devem ser empregadas abordagens probabilísticas.

Apesar de se ter alguma dificuldade para obter o valor de  $\sigma_f$  (“flow stress”) à temperatura pode-se utilizar um valor conservador estimado para essa propriedade. Pode-se perceber da Eq. (1), da Eq. (2) e da Eq. (5) que há um compromisso entre os valores de  $A$ ,  $a$  e  $a_{esp}$ , isto é, no caso de  $a$  ficar maior há uma redução de  $a_{esp}$  de modo que  $A$  permanece praticamente inalterado.

Alguns limites administrativos mais restritivos que os das especificações originais tem sido estabelecidos em usinas nas quais os critérios de tamponamento alternativos tem sido utilizados. Em geral são estabelecidos dois limites administrativos, um que controla um vazamento dentro de um intervalo curto (em geral, 1 hora), e outro para um intervalo de tempo maior (e. g., 24 horas). Esses limites administrativos são os que de fato controlam as ações no caso de vazamentos em tubos de geradores de vapor.

Deve sempre ser lembrado que as avaliações da integridade estrutural dos tubos de geradores de vapor de reatores PWR são fortemente associadas às ações relacionadas com as inspeções; com a manutenção e o reparo dos tubos; com as condições de química da água do lado primário e do lado secundário dos geradores de vapor; e com as condições de monitoramento de vazamentos do lado primário para o lado secundário.

### REFERÊNCIAS

- ASME (The American Society of Mechanical Engineers), 1995, ASME BPV Code, Section III, New York, NY, USA
- Berge, P. & de Keroulas, F., 1985, Primary Side Cracking, Remedial Actions and NDE Methods, presented at EPRI-SGOD Workshop on Primary Side Stress Corrosion Cracking, St. Petersburg, Florida
- Cochet, B. & Flesch, B., 1987, Crack Instability Criteria in Steam Generator Tubes, SMiRT 9, Lausanne, Switzerland, V. D, pp. 413-419
- EPRI (Electric Power Research Institute), 1997, Steam Generator Progress Report Revision 13, EPRI, Palo Alto, CA, USA (<http://www.epri.com/npg/cr/sgism13/index.html>)
- Esteban, A.; Bolaños, M. F.; Figueras, J. M., 1990, A Plugging Criteria for Steam Generator Tubes Based on Leak-Before-Break, Int. J. Pres. Ves. & Piping, vol. 43, pp. 181-186
- Flesch, B. & Cochet, B., 1980, Leak-Before-Break in Steam Generator Tubes, Int. J. Pres. Ves. & Piping, V. 43, pp. 165-179
- Flesch, B.; de Keroulas, F.; Berge, P., 1987, Steam Generator Tube Cracks at Dampierre 1 EDF PWR Plant Impact on Safety, SMiRT 9, Lausanne, Switzerland, V. D, pp. 395-404

- Gillot, E.; Cochet, B.; Richard, P.; Faidy, C.F., 1987, Validation of Leak Before Break Analysis for Steam Generator Tubes, SMiRT 9, Lausanne, Switzerland, V. D, pp. 405-411
- Gowda, B. C. & Begley, J. A., 1986, Tube Plugging Margin Criteria for Roll Transition Regions in Preheat Steam Generators, USA, (Prepared by Westinghouse Electric Corporation for Steam Generator Owners Group and EPRI - Draft)
- Hernalsteen, P., 1984, Critical Flaw Sizes in Steam Generator Tubing, NEA/CSNI/UNIPED Specialist Meeting, Stockholm, Session 4.6
- Hutin, J.-P. & Billon, F., 1985, Integrity Analysis of Cracked Steam Generator Tubes, SMiRT 8, Brussels, Belgium, V. G, pp. 261-265
- IAEA (International Atomic Energy Agency), 1995, Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: Steam Generator, Vienna, (Safety Series Draft)
- Majumdar, S., 1996, Predictions of Structural Integrity of Steam Generator Tubes under Normal Operating, Accident and Severe Accident Conditions, Proceedings of the 24th Water Reactor Safety Information Meeting, USA, V. 2, pp. 389-414
- NEI (Nuclear Energy Institute), 1997, Steam Generator Program Guidelines, USA (NEI 97-06)
- USNRC (United States Nuclear Regulatory Commission), 1998, Steam Generator Tube Integrity, USA (Draft Regulatory Guide DG-1074)
- USNRC (United States Nuclear Regulatory Commission), 1997, Steam Generator Tube Integrity Program, Semiannual Report August 1995 - March 1996, USA (NUREG/CR-6511, ANL-96/17, Vol. 1)
- USNRC (United States Nuclear Regulatory Commission), 1976, Bases for Plugging Degraded PWR Steam Generator Tubes, USA (Regulatory Guide 1.121)
- USNRC (United States Nuclear Regulatory Commission), 1975, Inservice Inspection of Pressurized Water Reactor Steam Generator Tubes, USA (Regulatory Guide 1.83, Ver. 1)

## **PWR STEAM GENERATORS TUBE INTEGRITY: PLUGGING CRITERIA FOR PWSCC IN ROLL TRANSITION ZONE**

*Abstract.* One of the most important causes for tube plugging in PWR (Pressurized Water Reactor) steam generators is the degradation mechanism called Primary Water Stress Corrosion Cracking (PWSCC) in roll transition zone (RTZ) near the tubesheet, mainly for Alloy 600 tubes. To avoid an excessive tube plugging, alternative criteria have been developed based on an approach that consists in withdrawing from service any tube containing a defect for which there is a high probability of a critical size under accident conditions to be reached during next operation cycle. Predictions of the number of tubes to be plugged can be done aiming at preventive maintenance and tube repair, and even a steam generator replacement, without a large and non-planned plant outage. This work presents important aspects related to tube plugging criteria for PWSCC in RTZ based on the risk of break after a leak detection. Calculations of allowable crack length and allowable leak rate for a particular situation are also shown.

**Keywords:** Steam Generator, Structural Integrity, Tube, Stress Corrosion Cracking