

# Avaliação de Sensores e Monitoramento de Temperaturas de Superfície de Feixes Tubulares em Unidade Geradora de Vapor

R.C.Silva UFSC, E.Bazzo UFSC, A.C.R. Nogueira UFSC,  
M.G.Citadin UFSC, E.B. Reinaldo UFSC, L.Felippe TRACTEBEL

**Resumo** – Uma das causas da indisponibilidade das unidades geradoras de vapor, pertencentes ao complexo Termelétrico Jorge Lacerda, está relacionada com as falhas nos tubos que compõem os feixes tubulares situados na região de saída dos gases de combustão. Estas falhas estão associadas intrinsecamente com as elevadas temperaturas à que alguns tubos estão sujeitos. Para determinar as reais temperaturas de metal dos tubos, devem ser instalados transdutores de temperatura na região de escoamento dos gases de exaustão. Foram instalados e avaliados no superaquecedor final e reaqueueador da unidade 5 três diferentes configurações de sensores de temperatura que fazem uso de termopares de isolamento mineral.

**Palavras-chave** – Geração termelétrica, Falhas em feixes tubulares, Monitoramento de temperaturas.

## I. INTRODUÇÃO

O setor energético brasileiro vem demonstrando um aumento considerável do consumo de energia nos últimos anos. Conforme a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) [1], todos os setores de consumo apresentaram crescimentos significativos e as projeções do consumo de energia elétrica no país, apontam que nos próximos anos haverá um aumento ainda mais acentuado. Portanto, é necessária a expansão do sistema de geração elétrica nacional, como também, a conservação das unidades de geração já existentes.

Embora fontes renováveis venham a ocupar uma parcela cada vez maior na matriz energética mundial, o desenvolvimento de novas tecnologias indicam que o carvão mineral continuará sendo uma fonte imprescindível de geração elétrica no Brasil. Entretanto, avanços ainda maiores são necessários na área de pesquisa e desenvolvimento, visando identificar e resolver problemas associados à queima do carvão mineral em unidades

geradoras de vapor. A importância disso se baseia no fato de que nos próximos anos essas centrais de geração elétrica deverão trabalhar em condições de operação à plena carga e com níveis de indisponibilidade cada vez menores. Dentre os problemas encontrados, pode-se destacar a eficiência de conversão, geração de impactos ambientais no que tange à emissão de gases poluentes, competitividade comercial via redução de custos operacionais e de manutenção, problemas operacionais e aumento da vida útil das unidades geradoras.

Estudos estão focados no aumento da eficiência dessas plantas de potência bem como na redução dos níveis de indisponibilidade. Com relação às unidades de geração pertencentes ao complexo termelétrico Jorge Lacerda, situado em Capivari de Baixo – SC, os níveis de indisponibilidade estão parcialmente associados com rompimento prematuro dos tubos que compõe os feixes tubulares das unidades geradoras de vapor.

Com o objetivo de minimizar os níveis de indisponibilidade das unidades existentes na termelétrica Jorge Lacerda, pesquisas vêm sendo realizadas entre o LabCET (Laboratório de Combustão e Engenharia de Sistemas Térmicos) pertencente ao departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina em conjunto com a Tractebel Energia S.A., através de recursos P&D ANEEL. Estudos têm sido continuamente realizados, com o propósito de identificar as causas e obter soluções para o problema do rompimento prematuro dos tubos dos feixes tubulares localizados na região de saída dos gases da câmara de combustão.

## II. DESCRIÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS DE VAPOR E FEIXES TUBULARES

As unidades 5 e 6 da termelétrica Jorge Lacerda, conforme ilustrado na Figura 1, são constituídas por uma caldeira aquotubular com duplo passe onde a movimentação da água ocorre por circulação natural. Na parte frontal da fornalha de queima em suspensão, estão instalados dezesseis queimadores divididos em quatro fileiras correspondentes aos moinhos de carvão. Os queimadores sopram uma mistura de ar previamente aquecido pelos gases de combustão, junto com o carvão pulverizado para dentro da câmara de combustão.

Na região superior da fornalha, pode-se identificar o superaquecedor final e reaqueueador, que são construídos em aço ASTM A213-T22. O superaquecedor final possui 40 pentes com sete tubos de diâmetro externo igual a 31,8 (mm) e espessura de parede de 5,6 (mm). Conforme pode ser observado na Figura 2, o espaçamento entre os pentes é de 300 (mm) e a distância entre os centros dos tubos de um mesmo painel é de 60 (mm). Para uma potência limite de

---

Os autores agradecem o suporte financeiro fornecido pela ANEEL através de recursos de pesquisa e desenvolvimento.

R.C. Silva é engenheiro mecânico e mestrando pelo departamento de engenharia mecânica da UFSC (e-mail: rodrigo.correa@labcet.ufsc.br)

E.Bazzo é doutor em engenharia mecânica, coordenador do LabCET e professor do departamento de engenharia mecânica da UFSC (e-mail: ebazzo@emc.ufsc.br)

A.C.R. Nogueira é doutor em engenharia mecânica e professor do departamento de engenharia mecânica da UFSC (e-mail: nogueira@emc.ufsc.br)

M.G. Citadin é aluno do curso de graduação do departamento de engenharia mecânica da UFSC (e-mail: murilo@labcet.ufsc.br)

E.B. Reinaldo é engenheiro mecânico e atua no departamento de engenharia mecânica da UFSC (e-mail: edvaldo@labtermo.ufsc.br)

L. Felipe é engenheiro mecânico e atua na Tractebel Energia S.A. (e-mail: lfelippe@tractebelenergia.com.br)

137 (MW) a vazão mássica de vapor no superaquecedor final é da ordem de 411,8 (ton/h) a uma pressão de 122,4 (bar). A temperatura do vapor na entrada é de 429 (°C) e a de saída é de 515 (°C).

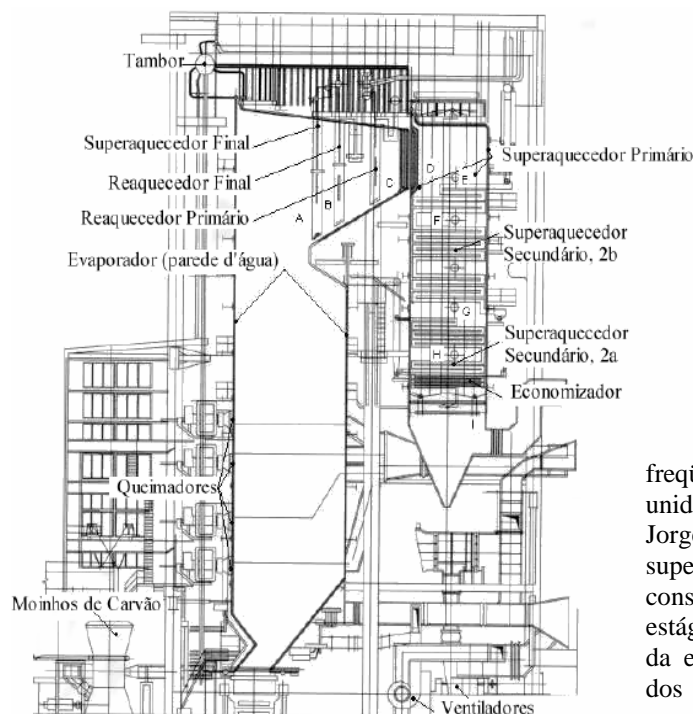


Figura 1. Unidade geradora de vapor.

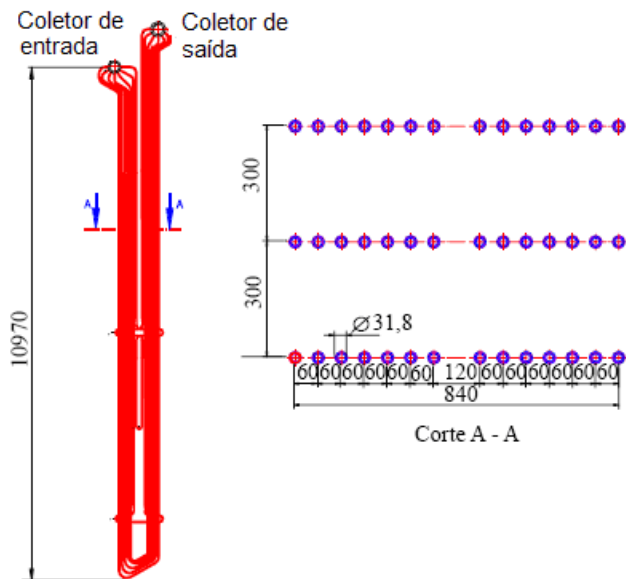


Figura 2. Pente do superaquecedor final.

Na Figura 3 é ilustrado o reaquecedor que é composto por 78 pentes, com tubos de diâmetro externo de 44,5 (mm) e espessura de 3,6 (mm). O espaçamento entre os pentes é de 150 (mm). Alguns painéis sofreram modificações na sua geometria resultando numa diminuição do comprimento dos tubos e, conseqüentemente, da superfície de aquecimento. Para uma potência limite de 137 (MW), uma vazão mássica de vapor de 386,9 (ton/h) escoam a uma pressão de 30,8 (bar). A temperatura de entrada do vapor é de 387 (°C) e a de saída 515 (°C).

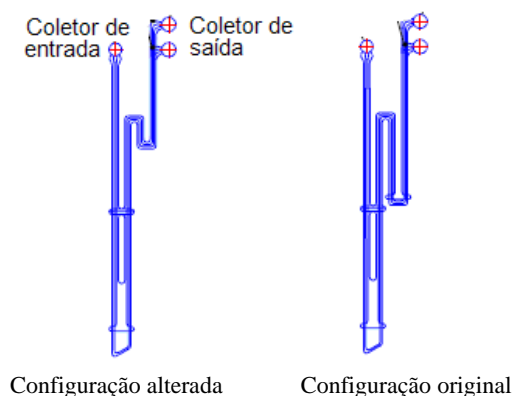


Figura 3. Pentes do reaquecedor.

### III. FALHAS EM FEIXES TUBULARES

O rompimento de tubos é uma das falhas mais frequentes em unidades geradoras de vapor. Com relação às unidades geradoras de vapor pertencentes à termelétrica Jorge Lacerda, o frequente rompimento de tubos do superaquecedor final e reaquecedor têm causado prejuízos consideráveis. Estudos reportados em [2], apontam um estágio avançado de degradação dos tubos. Isso é resultado da exposição prolongada dos tubos à temperaturas acima dos valores recomendados para condições de trabalho em exposição contínua, o que caracteriza o sobreaquecimento de longa duração, acarretando a deformação e falha por fluência. Além disso, foi observada também, a ocorrência de falhas devido ao sobreaquecimento de curta duração.

Diversos são os fatores que contribuem para que determinados tubos dos feixes tubulares estejam sujeitos às elevadas temperaturas. Uma das causas está relacionada com a distribuição não uniforme da vazão de vapor entre os tubos devido ao desequilíbrio de pressão estática entre os ramais. A Figura 4 mostra a distribuição de vazão mássica teórica de vapor entre os tubos da primeira fileira do superaquecedor final [3].

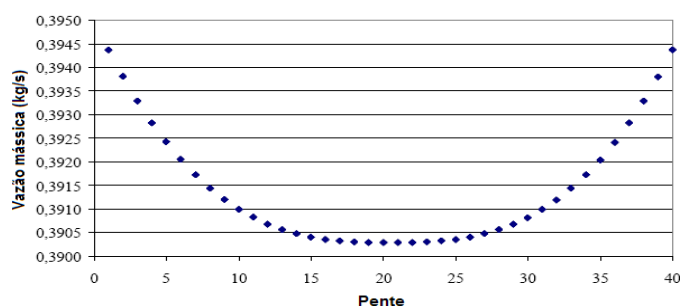


Figura 4. Distribuição da vazão de vapor no superaquecedor final.

Além disso, pode-se identificar no referido trabalho, um gradiente acentuado do campo de velocidade e temperatura dos gases no plano de entrada do superaquecedor final. A Figura 5 ilustra o campo de temperatura no plano de entrada do superaquecedor final para uma potência de 125 (MW).

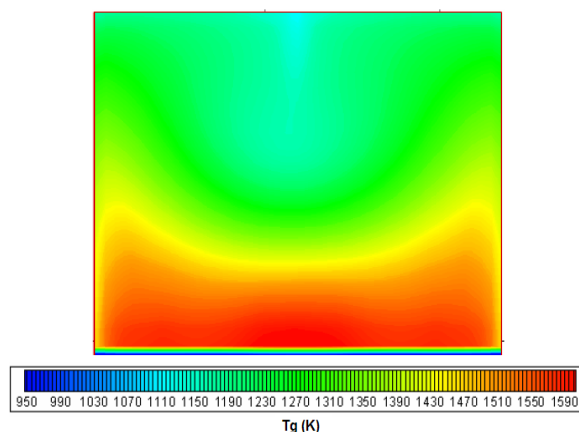


Figura 5. Campo de temperatura dos gases no plano de entrada do superaquecedor final.

Para garantir medidas eficazes que minimizem o rompimento dos tubos que compõem o superaquecedor final e reauecedor, há necessidade do conhecimento das reais temperaturas dos tubos. Com isso, é possível estimar a vida útil dos tubos e substituir antecipadamente, durante as paradas programadas para manutenção, os tubos que estão sujeitos ao rompimento.

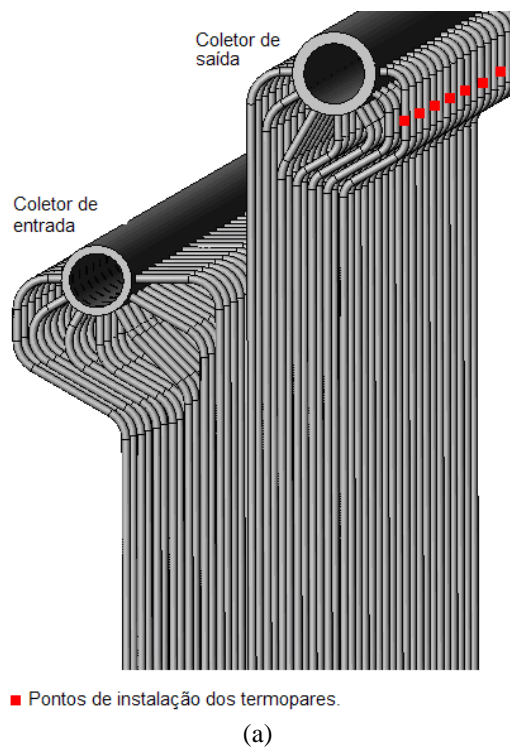
A determinação das temperaturas de parede dos tubos através de simulação numérica, apresenta limitações da ordem computacional que a tornam impraticável. Decorrente da diferença de escala entre o diâmetro dos tubos e a largura da caldeira, a análise do feixe tubular com um único domínio é incompatível com a capacidade de memória de armazenamento e velocidade dos computadores disponíveis no laboratório. Portanto, o procedimento mais adequado é a instrumentação através da instalação de transdutores de temperaturas na superfície externa dos tubos.

#### IV. REGIÕES PARA MONITORAMENTO DAS TEMPERATURAS

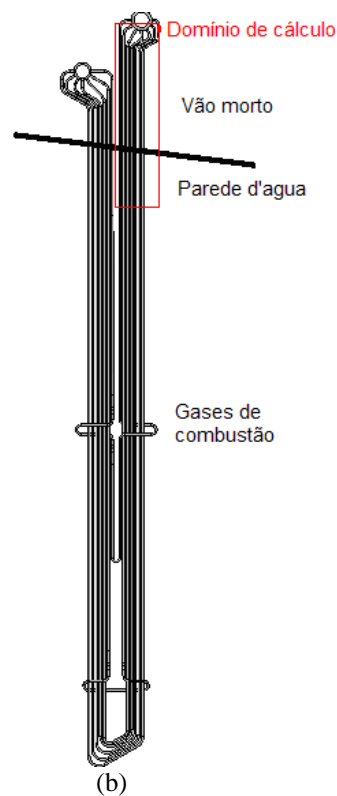
Atualmente, as informações acerca das temperaturas de metal de alguns tubos do superaquecedor final e reauecedor são obtidas por intermédio de termopares instalados próximo ao coletor de saída dos feixes tubulares, conforme pode ser observado para o superaquecedor final na Figura 6 (a) e (b), em uma região conhecida como “vão morto”. Nessa região os tubos estão expostos ao ar ambiente com uma temperatura aproximada de 300 (°C).

Com o intuito de identificar a diferença de temperatura de metal existente entre a região de escoamento dos gases e o “vão morto”, procedeu-se a simulação numérica via CFD (*Computational Fluid Dynamics*), de um pente do superaquecedor final na região de saída do vapor. O domínio de cálculo, ilustrado na Figura 6 (b), envolve as duas regiões que são separadas pela parede d’água.

Para facilitar o processo de simulação numérica, algumas simplificações foram adotadas. A primeira delas diz respeito à geometria dos tubos, que foi tomada como sendo somente constituídos de trechos retos, desprezando as curvas de alguns tubos próximas ao coletor de saída. Foi desconsiderada a presença de cinzas nos gases de combustão e a camada interna de óxido presente nos tubos. Também, apenas os efeitos de transferência de calor por convecção e radiação gasosa ( $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{O}$ ) foram considerados.



(a)



(b)

Figura 6. Superaquecedor final.

Com auxílio de um algoritmo comercial, o domínio foi discretizado com um malha gerada no formato hexaédrico, conforme ilustrada na Figura 7, onde foram totalizados aproximadamente um milhão de elementos.

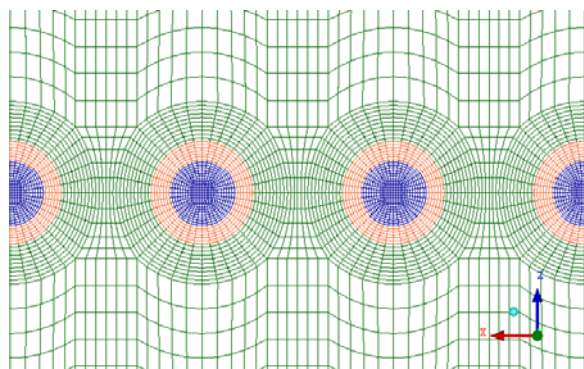


Figura 7. Vista superior do domínio discretizado com malha hexaédrica

O problema foi resolvido utilizando um modelo de turbulência SST (*Shear Stress Transport*) para o domínio dos gases de combustão e vapor. Com relação às condições de contorno, para o domínio dos gases de combustão, foram utilizadas condições do tipo *inlet* para a entrada, *outlet* para a saída, *opening* (localmente parabólico) para a face inferior e periodicidade para as faces laterais. Para o domínio do ar, utilizaram-se a condição de contorno de periodicidade para as faces laterais e *opening* para as demais. As temperaturas de entrada do vapor e dos gases foram fixadas em 510 (°C) e 1100 (°C) respectivamente. Para o “vão morto” considerou-se uma temperatura constante de 300 (°C). Na interface entre os domínios dos gases e do ar, considerou-se condição adiabática, visto que ali se encontra a parede d’água da caldeira revestida com material refratário.

Na Figura 8 são apresentados os resultados obtidos. Pode-se perceber que, o monitoramento das temperaturas de metal dos tubos próximo ao coletor de saída não é adequado, visto que existe um gradiente de temperatura significativo entre as duas regiões. Portanto, para garantir uma maior confiabilidade nas medições, o monitoramento deve ser feito na região de escoamento dos gases. Para isso, são necessários transdutores de temperatura especiais, que suportem as severas condições à que estarão expostos e que possibilitem a obtenção de resultados confiáveis.

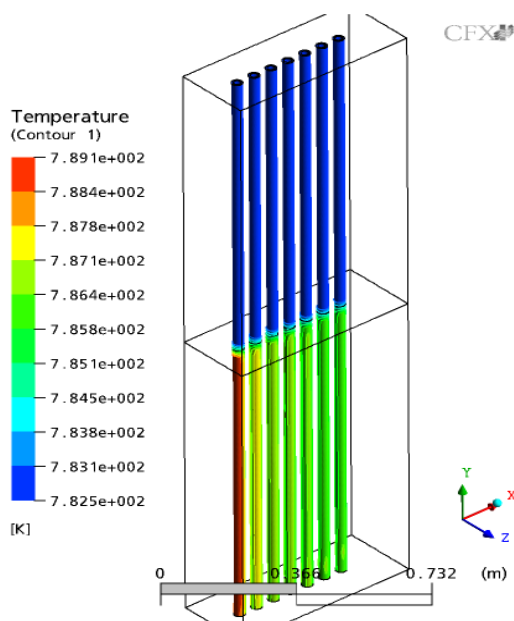


Figura 8. Distribuição de temperatura de metal na região de saída do vapor em um pente do superaquecedor final.

## V. MEDIÇÃO DE TEMPERATURA DE SUPERFÍCIE

Dentre os diversos tipos de transdutores de temperatura, os termopares são amplamente utilizados tendo em vista a disponibilidade, confiabilidade, sensibilidade e compatibilidade com instrumentos de aquisição de dados. Um termopar consiste de dois diferentes metais conhecidos como termoelementos. Uma fem (força eletromotriz) é desenvolvida quando as duas juntas do termopar, no mesmo circuito, estão em diferentes temperaturas. Esta diferença de potencial, da ordem de milivolts, para uma dada combinação de materiais dos termoelementos é única, e depende somente da diferença de temperaturas das juntas.

Para a utilização de termopares em medições de temperatura em atmosferas agressivas, os termoelementos devem ser protegidos. Nesses casos, utilizam-se os termopares de isolamento mineral. Um termopar de isolamento mineral é constituído por uma bainha metálica, compatível com o ambiente de aplicação, onde, internamente, encontram-se os termoelementos isolados por um material cerâmico compactado. Esse tipo de configuração permite que os fios do termopar fiquem protegidos do ambiente agressivo, evitando a rápida deteriorização.

Em medições de temperaturas de superfície, a utilização de termopares apresenta alguns inconvenientes. Conforme [4], não existe um método simples de fixar um termopar em uma superfície para que se consiga medir a temperatura real. Para isso, é necessário fixar a junta de medição de tal forma que a temperatura de superfície não seja influenciada pelo termopar. Na maioria dos casos, quando um termopar é fixado em uma superfície, sua presença altera as características de transferência de calor da superfície e altera a distribuição de temperatura. Além disso, em superfícies aquecidas por radiação, principalmente no caso do superaquecedor final, os termoelementos quando expostos na junta de medição, são influenciados pela radiação e podem indicar uma falsa temperatura. Estudos conduzidos nesse sentido por [5], apontaram diferenças de até 35 °C entre a temperatura medida pelo termopar e a temperatura real da superfície. Portanto, diversos são os fatores que contribuem para uma medição imprecisa quando termopares são utilizados para a medição de temperaturas de superfícies.

Historicamente, as primeiras medições de temperatura em superfícies cilíndricas com termopares foram tomadas em 1939 [7]. Em 1944, foi desenvolvido o primeiro sensor de temperatura com termopar capaz de medir temperaturas de superfícies de tubos em fornalhas de caldeiras [6]. Nesse tipo de configuração, a junta de medição é instalada internamente na parede do tubo através de um pequeno furo, e os termoelementos ficam protegidos por uma fina chapa de aço soldada em torno do tubo. Os problemas apresentados com este tipo de configuração são a durabilidade dos termopares e a medição imprecisa das temperaturas. Mesmo a junta de medição estando fixada diretamente na parede dos tubos, como os termoelementos estão expostos às elevadas temperaturas, devido à presença dos gases de combustão, uma quantidade de calor é absorvida pelos fios do termopar e transferida por condução até a junta de medição.

Após o desenvolvimento dos termopares de isolamento mineral, foi desenvolvido em 1964 um sensor de medição de temperatura de superfície de tubos de caldeiras que consiste



de um termopar de isolamento mineral com uma junta de medição aterrada e fixada internamente em uma chapa de aço, que é posteriormente soldada no tubo. Esse tipo de configuração, ilustrada na Figura 9, ainda hoje é muito utilizado por alguns fornecedores de instrumentos de medição. Mesmo com a utilização de termopares de isolamento mineral, quando expostos às elevadas temperaturas dos gases, uma grande quantidade de calor é absorvida pela bainha metálica e conduzida até a junta, tornando a medição imprecisa. Além disso, estando fixada dentro de uma chapa metálica, a junta de medição não está em contato direto com a superfície do tubo. Conseqüentemente, o termopar fornece uma temperatura correspondente à chapa metálica ao invés da superfície do tubo.



Figura 9. Sensor de temperatura de superfície com junta de medição aterrada.

Em 1977, deu-se início ao desenvolvimento de um sensor para medição de temperatura de superfície que é, até hoje, largamente aplicado [8] [9]. Esse tipo de sensor utiliza o mesmo princípio do sensor descrito acima, mas com a principal diferença de que, a junta de medição está em contato direto com a superfície do tubo, conforme ilustrado na Figura 10.

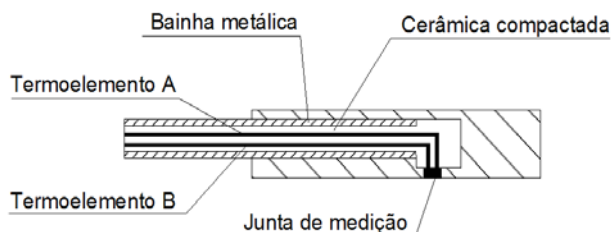


Figura 10. Sensor de temperatura de superfície com junta instalada diretamente na superfície.

## VI. SENSORES DE TEMPERATURA TESTADOS

Tendo-se em mente as diferentes configurações de sensores para medição de temperatura de superfície de tubos, buscou-se desenvolver um sensor que fosse capaz de medir essas temperaturas com maior precisão. A principal dificuldade encontrada pelos sensores que fazem uso de termopares de isolamento mineral, até então, é a quantidade de calor que é absorvida pela bainha metálica e que é transmitida por condução para a junta de medição. No caso do superaquecedor final e reaquadador, onde as temperaturas dos gases estão aproximadamente 500 (°C) acima das temperaturas de metal dos tubos, esta é uma questão crucial. Foi desenvolvido em laboratório um sensor blindado, apresentado na Figura 11 (a) e (b), cuja junta de medição do tubo está em contato direto com a parede do tubo.

Com o intuito de comparar as diferenças de temperaturas medidas pelo sensor blindado com os demais

tipos de sensores, foi construído também um sensor muito semelhante com o apresentado na Figura 9. Esse sensor, ilustrado Figura 12 (a) e (b), foi construído com os mesmos tipos de materiais utilizados no sensor blindado com exceção da fibra cerâmica.

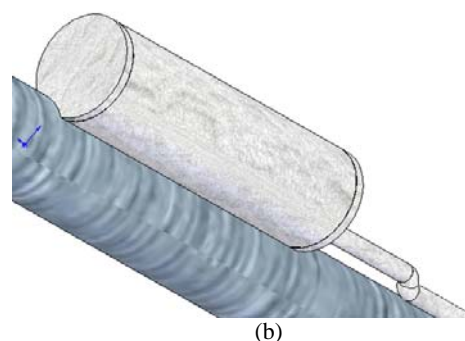
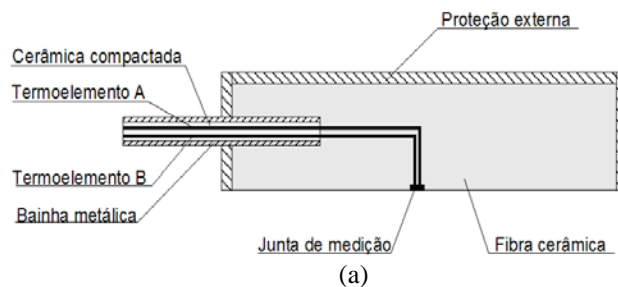


Figura 11. Sensor blindado.

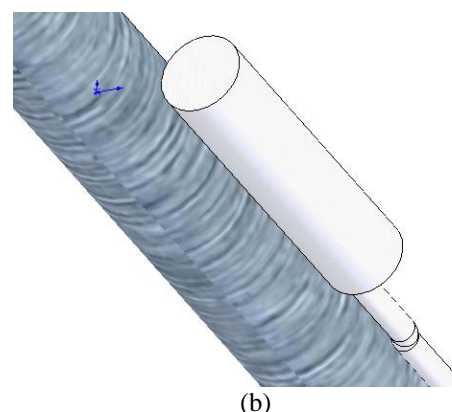
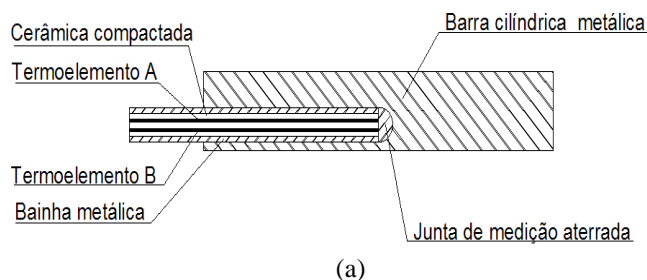


Figura 12. Sensor aterrado.

## VII. RESULTADOS

Durante parada programada para manutenção da unidade 5, sete sensores construídos em três diferentes configurações foram instalados em pontos distintos do superaquecedor final e reaquadador, conforme descrito na Tabela 1. Os sensores foram instalados próximos à parede d'água no teto da fornalha, na última fileira de tubos de

ambos os feixes tubulares. Um procedimento adequado de soldagem foi adotado para a fixação dos sensores nos tubos.

Os cabos de isolamento mineral dos termopares, foram fixados e conduzidos desde a junta de medição até o exterior da caldeira por presilhas soldadas na parede d'água situada no teto da fornalha. Essa técnica minimiza o contato do termopar de isolamento mineral com as elevadas temperaturas dos gases de combustão.

TABELA 1  
TIPOS DE SENSORES INSTALADOS NO SUPERAQUECEDOR E REAQUECEDOR FINAL

Superaquecedor final (SH) 20° tubo	Sensor blindado
	Sensor aterrado
Reaquecedor final (RH) 15° tubo	Sensor blindado
	Sensor aterrado
	Termopar com junta exposta
Reaquecedor final (RH) 38° tubo	Sensor blindado
Reaquecedor final (RH) 39° tubo	Sensor blindado

O termopar com junta exposta, descrito na Tabela 1, refere-se a um termopar de isolamento mineral com as mesmas características dos utilizados nos sensores blindado e aterrado, mas com os termoelementos expostos aos gases de combustão próximos à junta de medição. Os diferentes tipos de sensores instalados em um mesmo tubo, foram posicionados relativamente próximos um ao outro, como podem ser observados na Figura 8, a fim de permitir a comparação dos resultados.



Figura 8. Sensor aterrado (superior) e sensor blindado (inferior) instalados no 20° tubo do superaquecedor final.

Conforme ilustrado esquematicamente na Figura 9, o sistema de medição foi composto pelos termopares de isolamento mineral, conectores, fios de compensação, sistema de aquisição de dados e um computador.

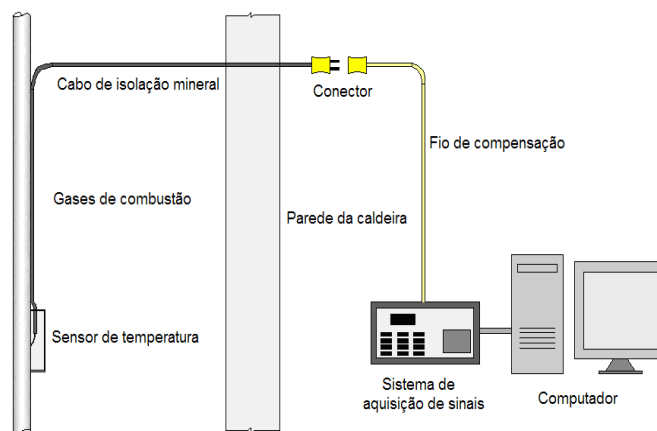


Figura 9. Sistema de medição de temperatura.

Os resultados a seguir, foram obtidos durante teste de desempenho da unidade realizado na potência de 80 (MW) com os moinhos 1, 2 e 3 em operação. As Figuras 9, 10 e 11 ilustram os resultados das temperaturas medidas durante aproximadamente 27 minutos em intervalos de tempo de 10 segundos. A Tabela 2 apresenta as temperaturas máximas e médias obtidas pelos sensores.

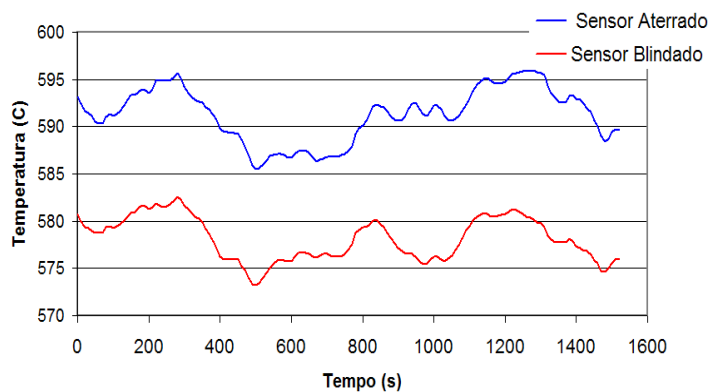


Figura 9. Monitoramento do 20° tubo do superaquecedor final.

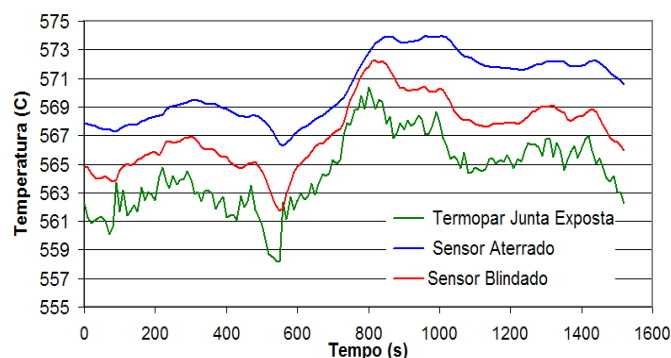


Figura 10. Monitoramento do 15° tubo do reaquecedor final.

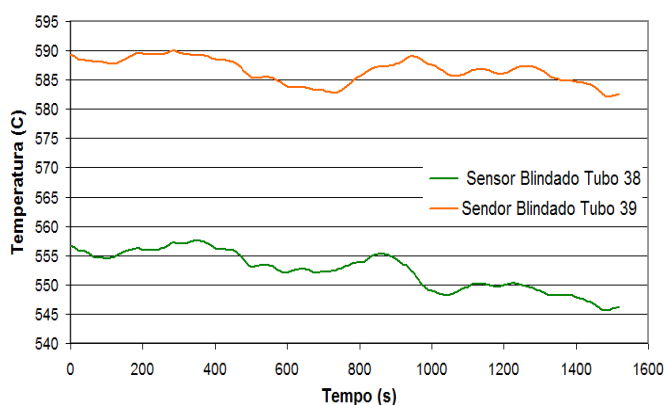


Figura 11. Monitoramento do 38° e 39° tubo do reaquecedor final.

TABELA 2  
TEMPERATURAS MEDIDAS PELOS SENSORES NOS FEIXES TUBULARES

Ponto de Instalação	Tipo de Sensor	Temperatura Máxima (°C)	Temperatura Média (°C)
SH 20° tubo	Blindado	582,5	578,1
	Aterrado	595,9	591,3
RH 15° tubo	Blindado	572,2	567,2
	Aterrado	573,9	570,4
	Junta Exposta	570,4	564,4
RH 38° tubo	Blindado	557,5	552,5
RH 39° tubo	Blindado	589,9	586,6

No superaquecedor final, percebe-se que o sensor aterrado apresenta valores em média 12 (°C) superiores aos valores mensurados pelo sensor blindado. No reaquecedor, o sensor aterrado apresentou temperaturas em média 3 (°C) superiores ao sensor blindado. Pode-se notar claramente que o sensor blindado é influenciado menos do que o sensor aterrado pelos gases, apresentando resultados mais confiáveis das temperaturas de superfície dos tubos. As diferenças entre as temperaturas medidas entre o sensor aterrado e blindado diferem no reaquecedor e superaquecedor final devido às diferentes temperaturas dos gases, pois no superaquecedor final as temperaturas dos gases de combustão são mais elevadas do que no reaquecedor.

O termopar com junta exposta instalado no reaquecedor apresentou valores de temperatura em média 2,5 (°C) inferiores ao sensor blindado. Essa diferença se deve ao posicionamento dos sensores. Devido à dificuldade de instalação dos três diferentes tipos de sensores no 15° tubo do reaquecedor final, o sensor blindado ficou posicionado em uma região mais lateral do tubo do que o termopar com junta exposta, que se encontra posicionado exatamente atrás do tubo. Provavelmente, se o sensor blindado e o termopar com junta exposta estivessem posicionados no mesmo ponto, as curvas de ambos os sensores, apresentadas na Figura 10, estariam sobrepostas.

Além disso, percebe-se claramente pelo comportamento instável do termopar com junta exposta, que os gases estão influenciando diretamente as temperaturas medidas. Contudo, não foi observada nenhuma influência significativa da radiação nas leituras apresentadas. Provavelmente, isso se deve ao fato do termopar com junta

exposta estar instalado no reaquecedor, onde a transferência de calor é predominantemente por convecção.

Na Figura 11, pode-se perceber que existe uma diferença significativa das temperaturas apontadas pelos sensores blindados instalados no 38° e 39° tubo no reaquecedor. Essa diferença deve-se principalmente à geometria dos tubos, visto que o 38° tubo sofreu a alteração de comprimento, enquanto que o 39° tubo permaneceu com sua configuração original. Como o 39° tubo possui uma área de troca maior, são esperadas temperaturas de metal superiores ao 38° tubo.

## VIII. CONCLUSÃO

Todas as temperaturas obtidas pelos diferentes sensores estão acima dos valores recomendados para o tipo de material empregado nos tubos, o que contribui para uma redução significativa da vida útil.

O sensor blindado apresentou um melhor comportamento em relação ao sensor aterrado e ao termopar com junta exposta. Um dos fatores que contribuíram para a obtenção desses resultados deve-se ao contato direto da junta de medição com a superfície do tubo. Também a adoção da proteção metálica revestida com isolamento em fibra cerâmica contribuiu para que a junta de medição não fosse influenciada diretamente pelos gases de combustão.

O sensor blindado necessita aprimoramento em relação à facilidade de instalação. Devido às limitações de espaço e acesso na região os feixes tubulares no interior da caldeira, o sensor deve ser flexível quanto ao procedimento de instalação nos tubos. Deve-se também buscar novos materiais para que estes tipos de sensores possam ser empregados também em regiões críticas da caldeira, onde os gases de combustão apresentam temperaturas ainda mais elevadas.

O comportamento relacionado a diferentes configurações do sensor em diversas condições operacionais está sendo analisado por simulação numérica. Estudos também estão sendo conduzidos com relação à análise de incerteza do sistema de medição de temperaturas de superfície.

## IX. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à equipe de manutenção e instrumentação da Tractebel Energia S.A. pelo empenho e dedicação prestados durante a execução das atividades de instalação dos sensores e monitoramento das temperaturas.

## X. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### Relatórios Técnicos:

[1] EPE. “Plano nacional de energia 2030” Disponível: <http://www.epe.gov.br/Lists/Estudos/Estudos.aspx>

[2] P.A.N. Bernardini, E. Furukawa, E. Bueno, “Identificação de causa de fratura em tubo de superaquecedor final da caldeira no.5 da UTLB,” Relatório técnico para tractebel energia, Universidade Federal de Santa Catarina, 1999.

**Dissertações e Teses:**

[3] R.F. Reinaldo, “Estudo numérico da transferência de calor e deposição de cinzas em caldeiras com queima de carvão pulverizado,” Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

**Livros:**

[4] ASTM, Manual on the use of thermocouples in temperature measurement, 5 th ed, Philadelphia: ASTM, 1974.

**Periódicos:**

[5] F.J. White, “Accuracy of thermocouples in radiant-heat testing,” *Experimental Mechanics*, vol. 2, pp 204-210, Jul. 1962.

[6] C.G.R. Humphreys, *Thermocouples for Furnace-Tube Surface Temperature Measurements*, Combustion, 16, no.6, pp 53-55, Dec. 1944.

**Patentes:**

[7] R.D. Whipple, “Thermocouple,” U.S. Patent 2.207.467, 7 de outubro, 1939.

[8] P.F. Finney, “Surface thermocouple,” U.S. Patent 4.043.200, 23 de agosto de 1977.

[9] P.F. Finney, “Thermocouple and method of making the thermocouple and of mounting the thermocouple on a heat exchanger tube,” U.S. Patent 4.477.687, 16 de outubro de 1984.