



Avaliação de Integridade e Extensão de Vida das Caldeiras na Tractebel Energia

Luiz Felipe - Rio de Janeiro - 6/11/2015

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (857 MW)



- Integridade de Caldeiras sob ótica do Ativo de Geração
- Idade das Caldeiras e a influência das degradações
- A visão da nova Norma NR-13
- A estratégia do EPRI para as Caldeiras
- Lições aprendidas com acidentes nas Caldeiras
- O processo de Avaliação e os desafios

A Caldeira na Gestão de Ativo !

Durante os anos de operação de uma planta térmica, os **gerentes** estão expostos a diferentes cenários para tomada de decisões, quais sejam:

- Continuar operando sem modificações de equipamentos, com possíveis mudanças em condições operacionais;
- *Upgrade* de componentes da Caldeira;
- *Retrofit* das tecnologias de controle de poluição;
- Grandes modificações na caldeira para usar combustível diferente , para atender órgãos reguladores (ANEEL, etc..) ou parâmetros mais elevados de vapor (temperatura/pressão/vazão) para aumento de eficiência / potência;
- Fechamento da planta.

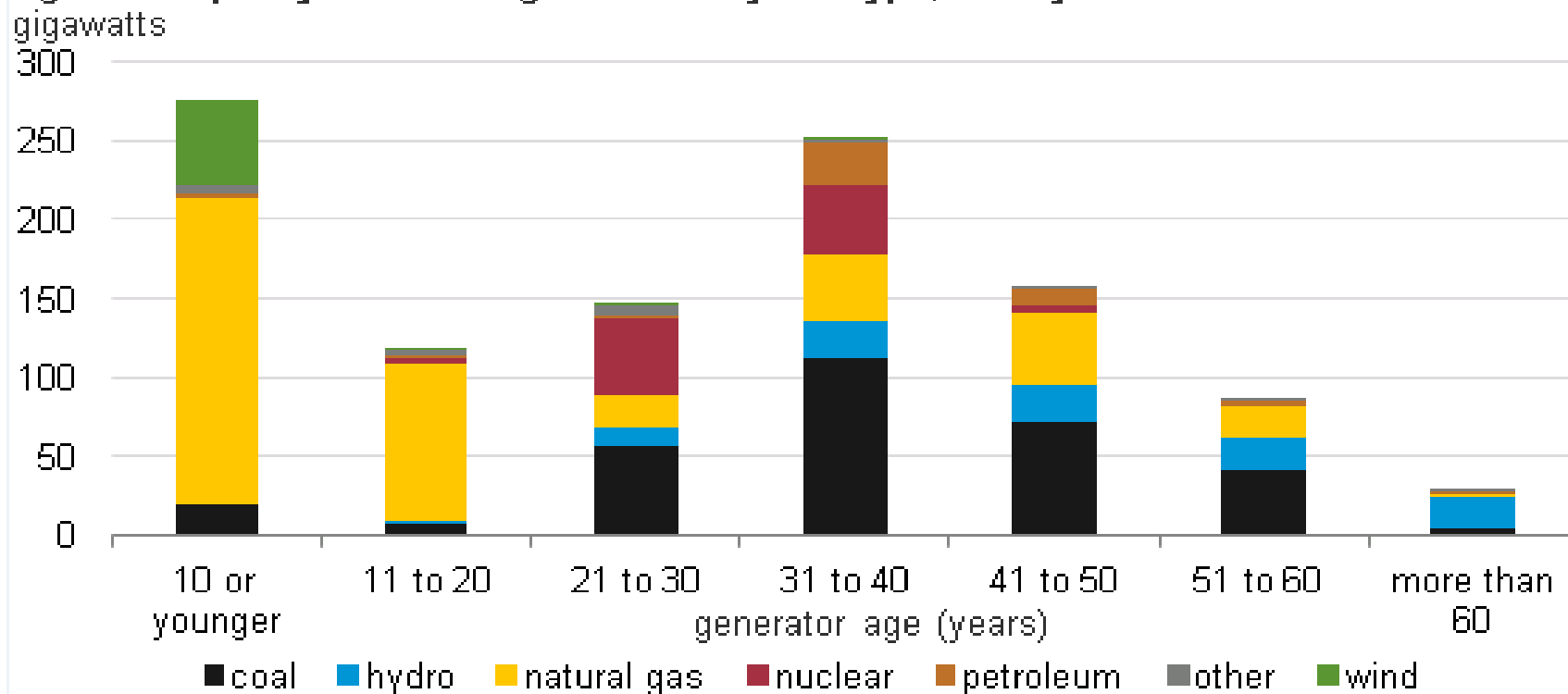
Operação Plantas Térmicas



Expectativa de Vida Útil de UTE's

Nos EUA (fonte: WEC – World Energy Council):

Age and capacity of electric generators by fuel type, as of year-end 2012



50 anos para UTE's < 200 MW

60 anos para UTE's > 200 MW

Nota: ciclos de manutenção de 3 anos.

Expectativa de Vida Útil de UTE's

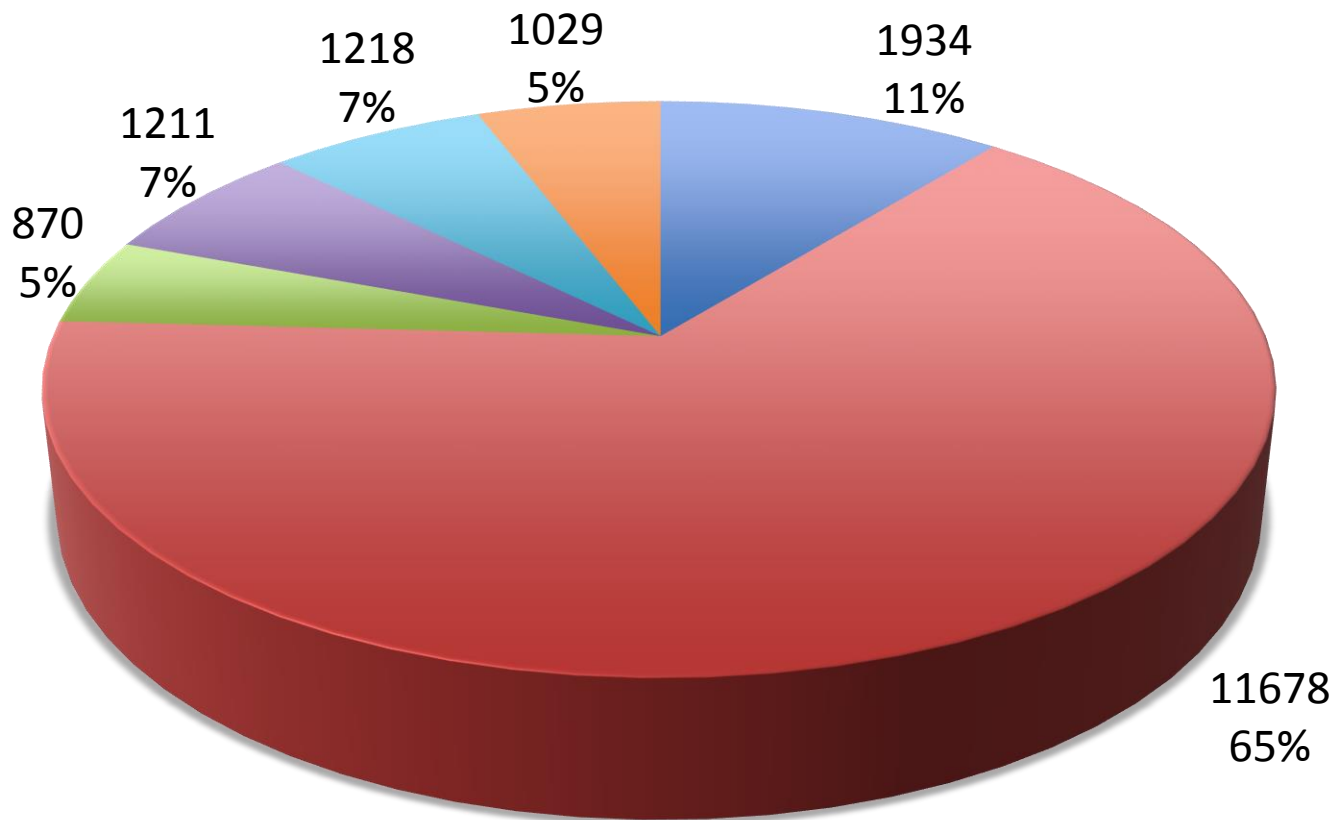
Nos EUA (*fonte: WEC – World Energy Council*):



Pineville Generating Station, 1924 a 2001 (77 anos) - Estado de Kentucky

Fonte: <http://www.planetexperts.com/old-coal-plants-never-die/>

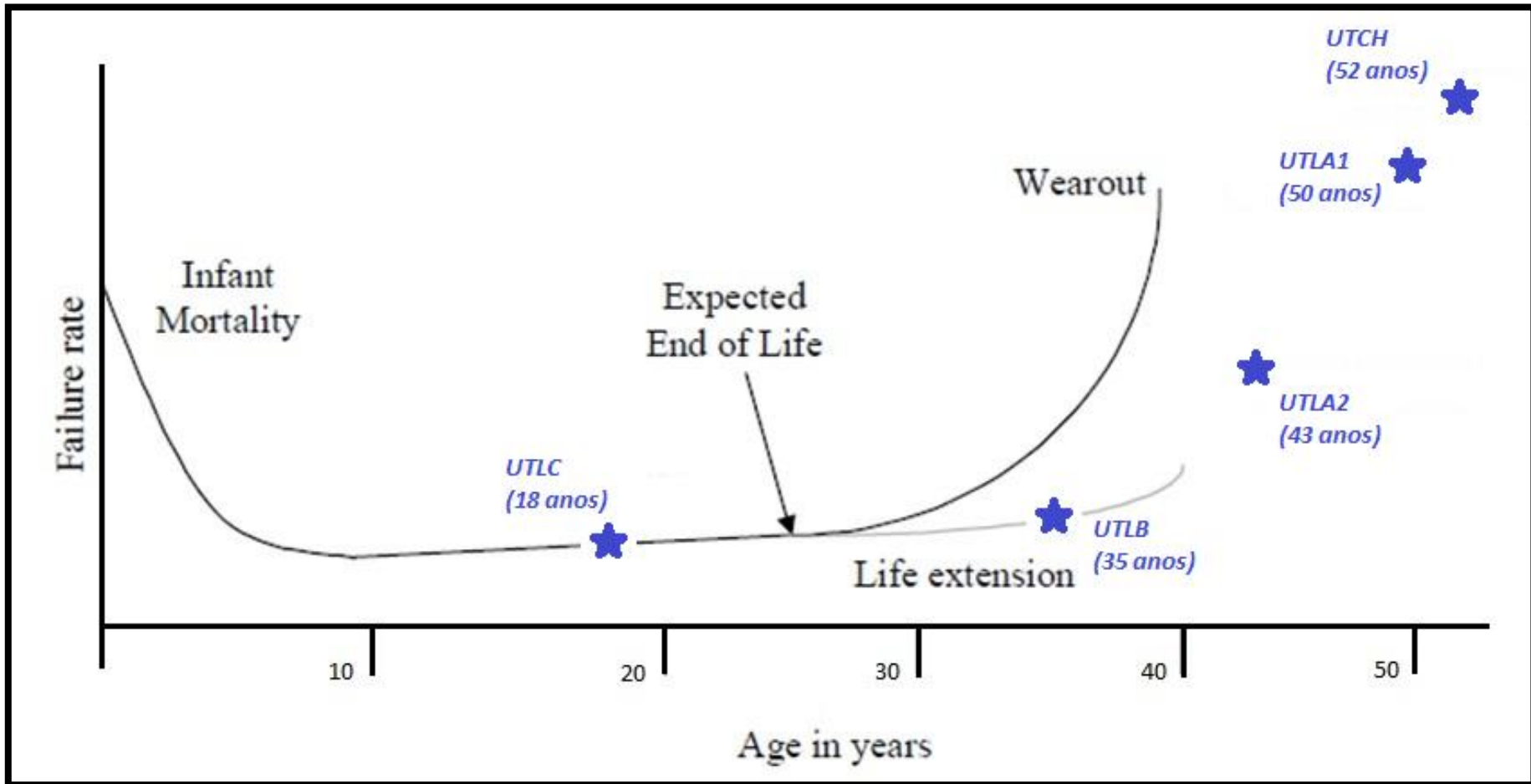
DISTRIBUIÇÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA POR IDADE DAS USINAS (MW)



■ 0 a 9 ANOS ■ 10 a 19 ANOS ■ 20 a 29 ANOS ■ 30 a 39 ANOS ■ 40 a 49 ANOS ■ >50 ANOS

Programa de Extensão Vida Útil de UTE's

Na Europa (*fonte: GDF Suez e IEA Clean Coal Centre*):
40 a 50 anos com reparos parciais após 24 anos;



Expectativa de Vida Útil de UTE's

No mundo (*fonte: GDF Suez e EPRI*): Usinas de 200MW – 800MW (por componentes)

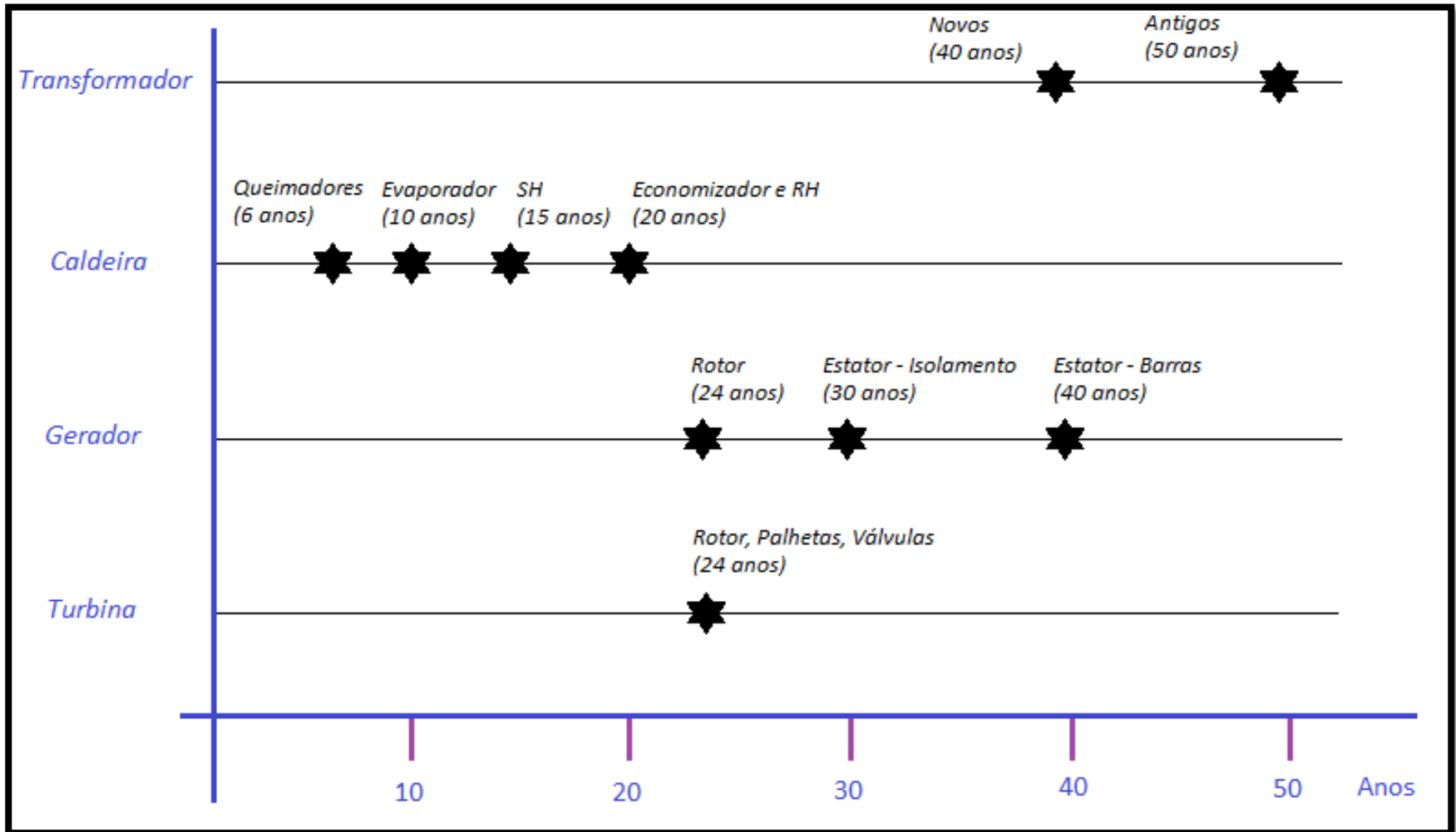
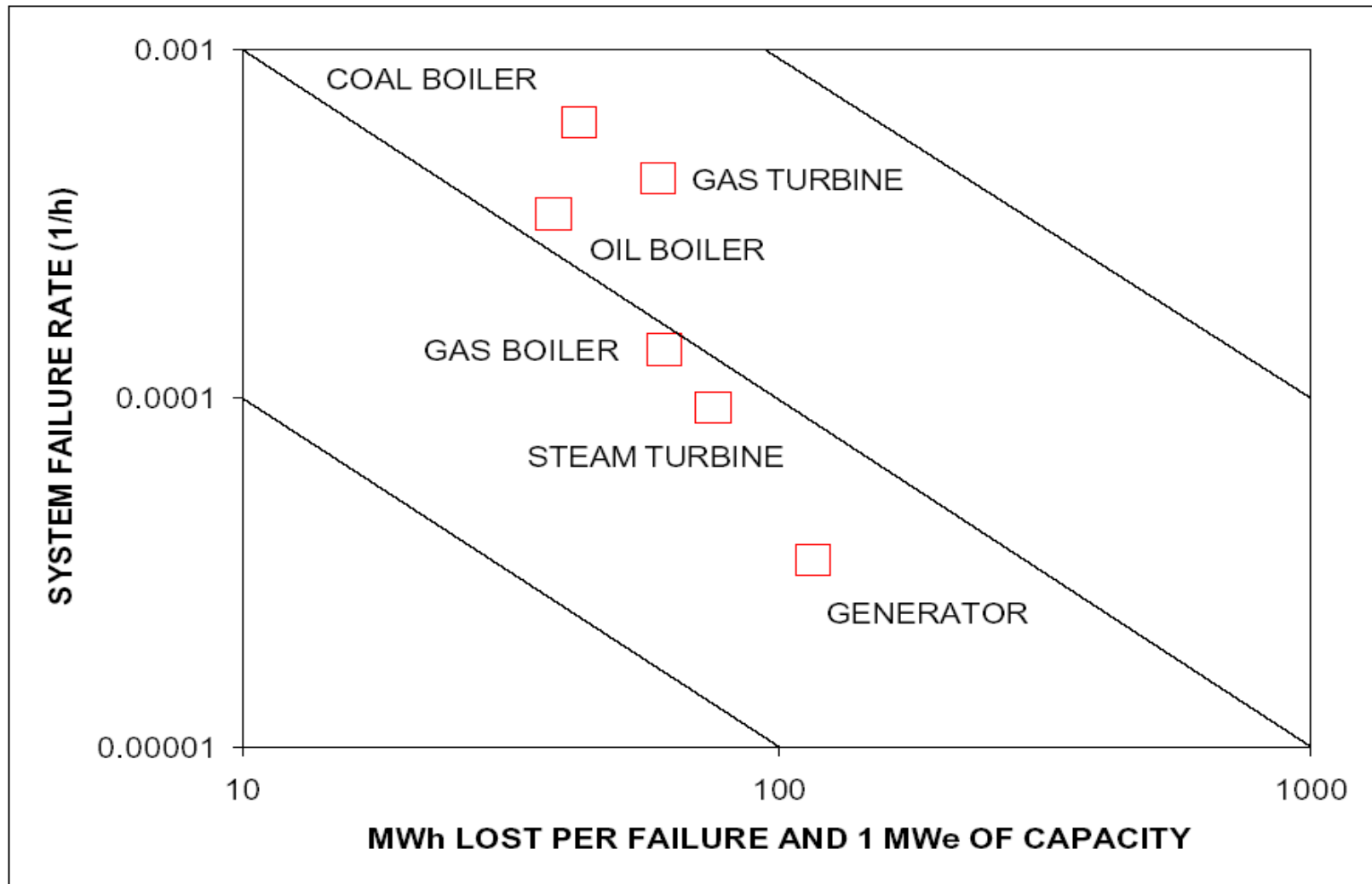


Fig 1. Mean risk of major components to cause unplanned lost production in power plants, estimated from data of [1]. The descending lines correspond to constant risk; in comparison, coal fired boilers represent highest risk of lost power.



A visão da nova Norma NR-13

13.4.4.7. No máximo, ao completar 25 (vinte e cinco) anos de uso, na sua inspeção subsequente, as caldeiras devem ser submetidas a uma **avaliação de integridade com maior abrangência para determinar a sua vida remanescente** e novos prazos máximos para inspeção, caso ainda estejam em condições de uso.

Quando iniciar a Avaliação de Integridade em UTE's?

O que recomendam a Associação Brasileira de Ciências Mecânicas – ABCM e o Comitê de Tubulações e Vasos de Pressão – CTVP ?

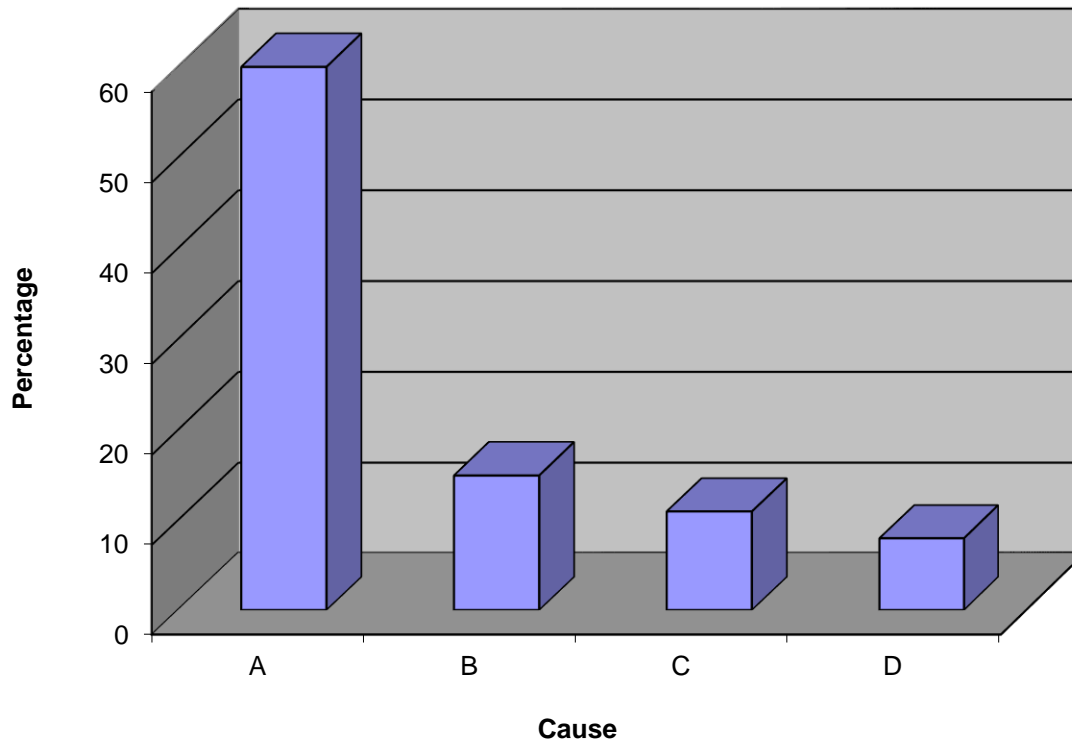
Os equipamentos para os quais se conheça a vida de projeto, a análise dos danos acumulados deve ser executada pela primeira vez ao se atingir 80% desse valor.

Nos demais equipamentos, a análise dos danos acumulados deve ser iniciada quando forem completadas 80.000 horas de operação, observados os seguintes limites de temperatura:

- Aços carbono – acima de 400°C;
- Aços 0,5 % Mo – acima de 425°C;
- Aços baixa liga (CrMoV) – acima de 450 °C;
- Aços inoxidáveis austeníticos – acima de 550 °C.

Coletores de Caldeiras

Identification of Temperature Conditions Causing Concern for Future Header Operation



- A:** SH and RH Tubing Areas With High Failure Rate or Excessive Wall Thinning;
- B:** Average Header Temperature Frequently Exceeds Design Temperature by 20 °F or More;
- C:** Local Header Area Frequently Exceeds Design Temperature by 35 °F or More;
- D:** Thermal Shock During Either Planned or Emergency Startup or Shutdown.

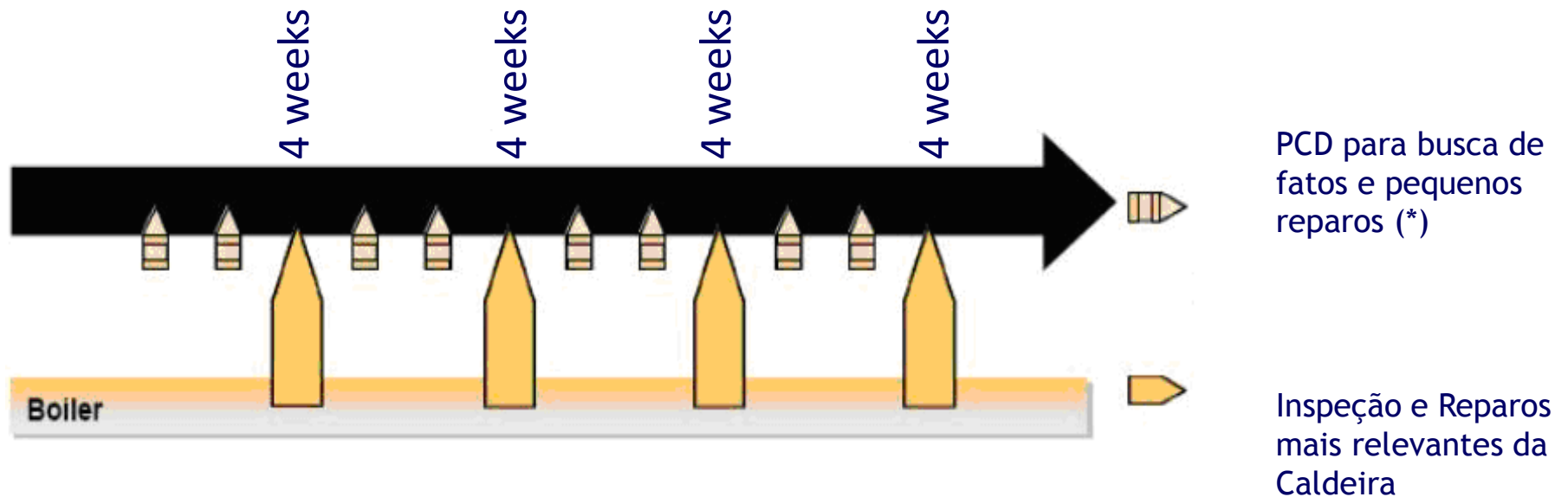
Fonte: Utility Survey and Inspection for Life Assessment of Elevated Temperature Headers, R. Viswanathan

Quando antecipar os PRAZOS da Avaliação?

Os prazos indicados devem ser antecipados se:

- ✓ Ocorrer sobrecarga mecânica ou térmica;
- ✓ Surgir evidência prematura de acumulação de danos;
- ✓ Houver histórico de acumulação de danos em equipamentos semelhantes de outras empresas.

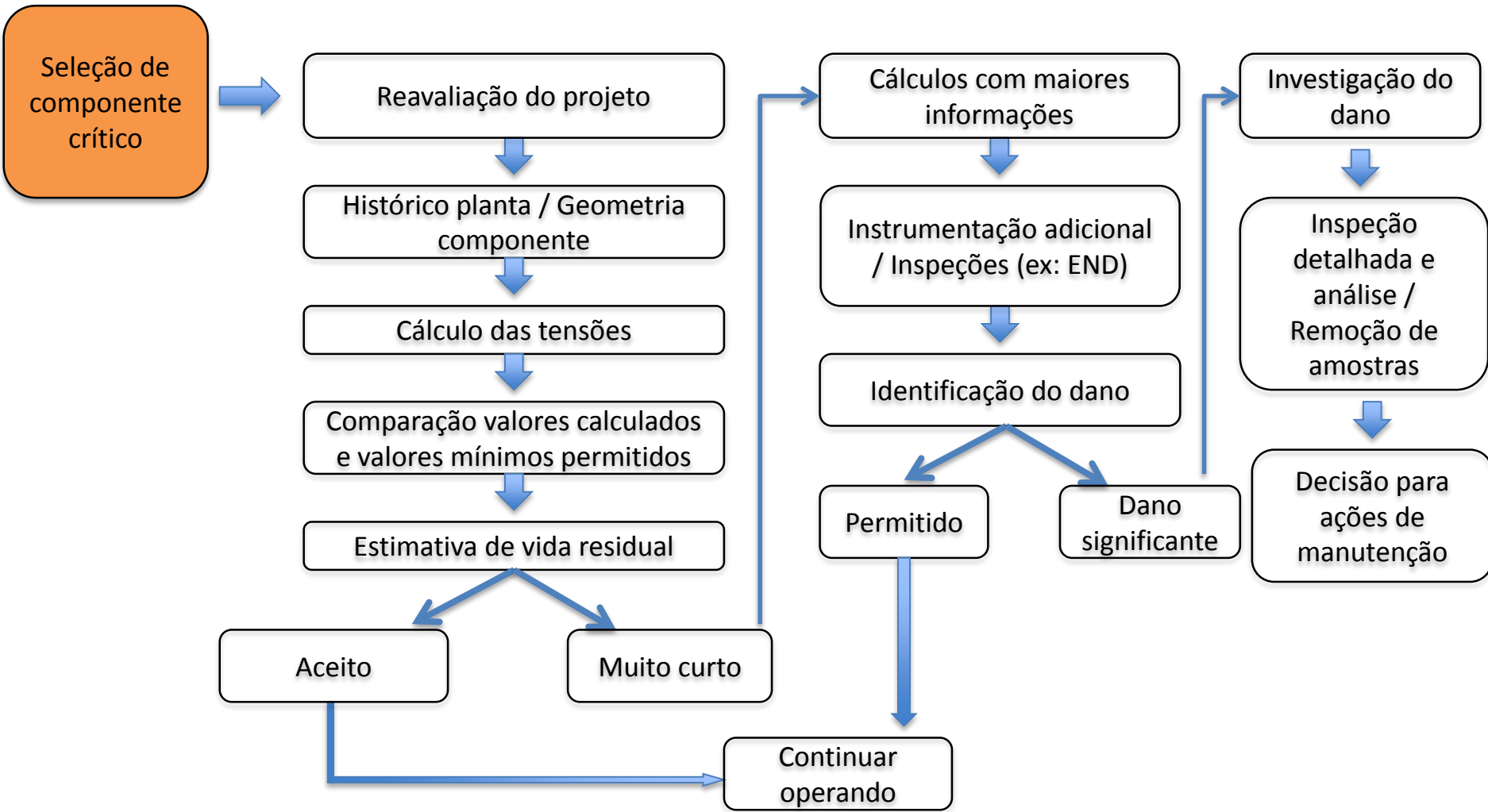
Estratégias para inspeção segundo a RCM (MCC) Reversa



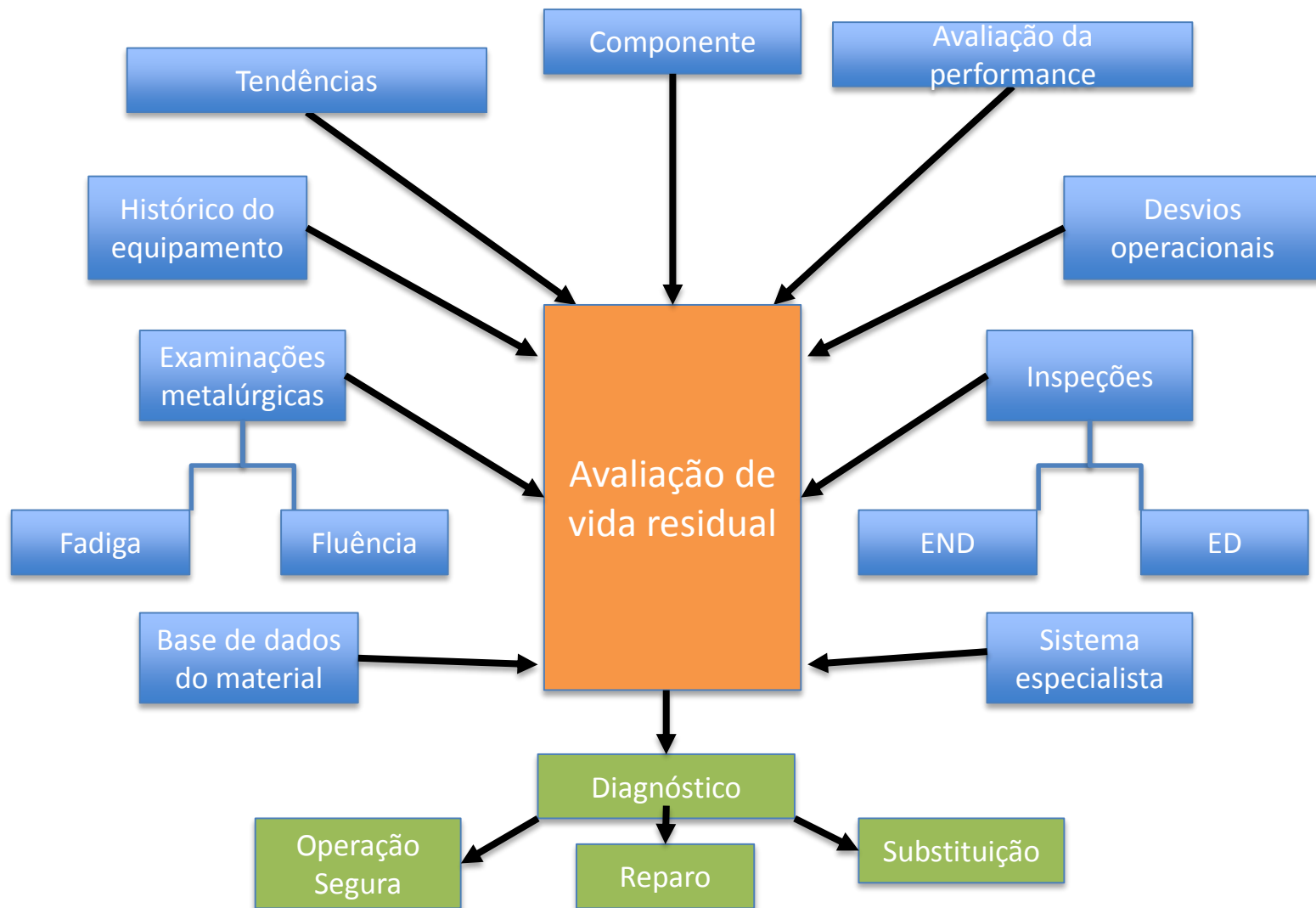
RCM_r = Reliability Centred Maintenance_Reverse

() = Annual One-week Outage for Fact Findings & Small Repairs*

AVALIAÇÃO DA CONDIÇÃO DE COMPONENTES CRÍTICOS



AVALIAÇÃO DE VIDA RESIDUAL



Avaliação de Integridade / Diagnóstico

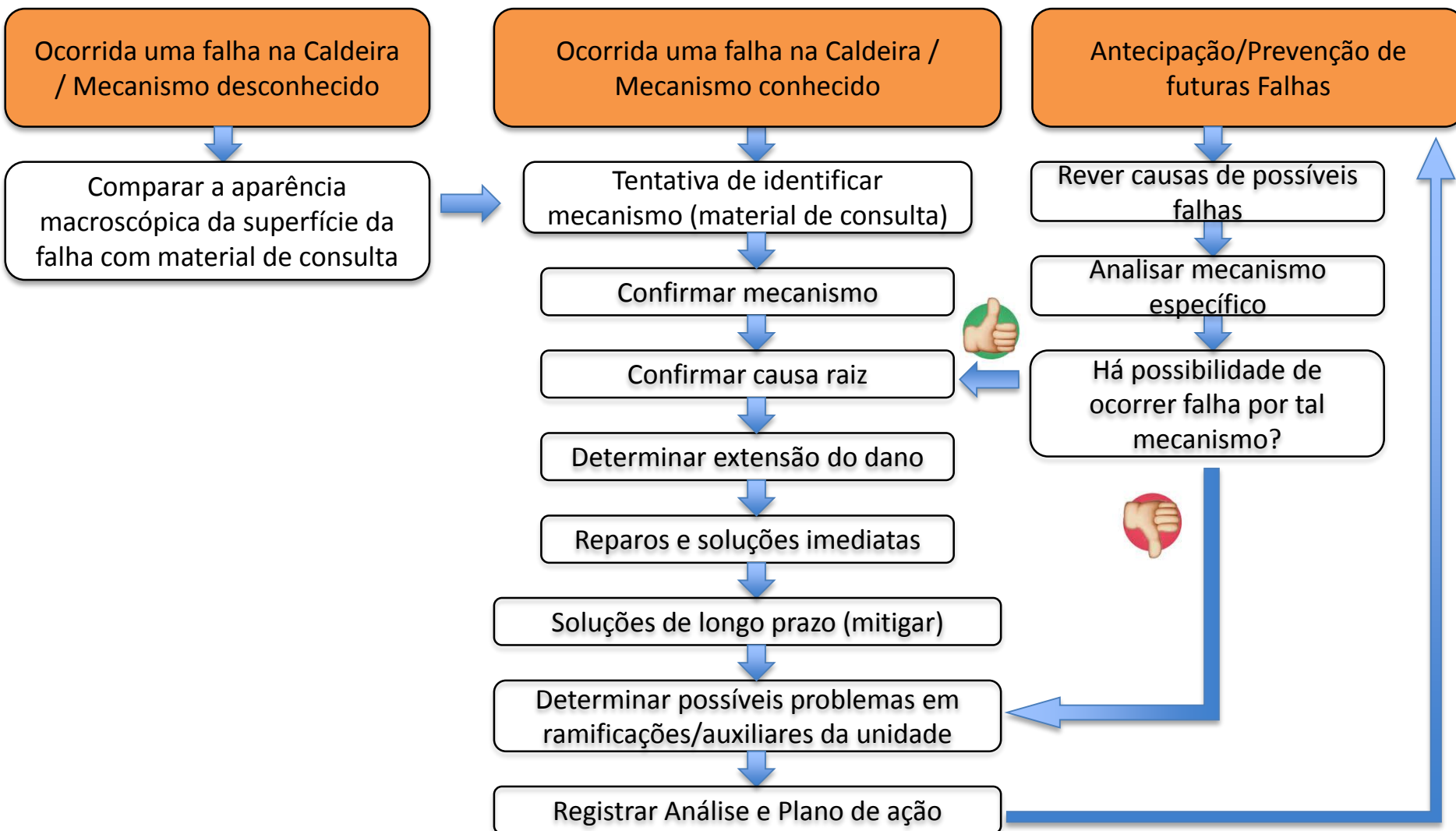
Fontes de incertezas	Características
Condições operacionais (passado/futuro)	Histórico de carga e temperatura, queima, combustíveis.
Histórico de manutenção (passado/futuro)	Alterações de projeto, reparos e substituições.
Propriedades de materiais e comportamento	Grau de material, END, degradação.
Inspeções e monitoramento	Detecção, dimensionamento, interpretação, avisos falsos.
Análises e gerenciamento de dados	Métodos, ferramentas/manutenção.
Fatores humanos	Presente em praticamente todas as atividades técnicas da Avaliação.

7 Passos da Melhoria Contínua (EPRI)

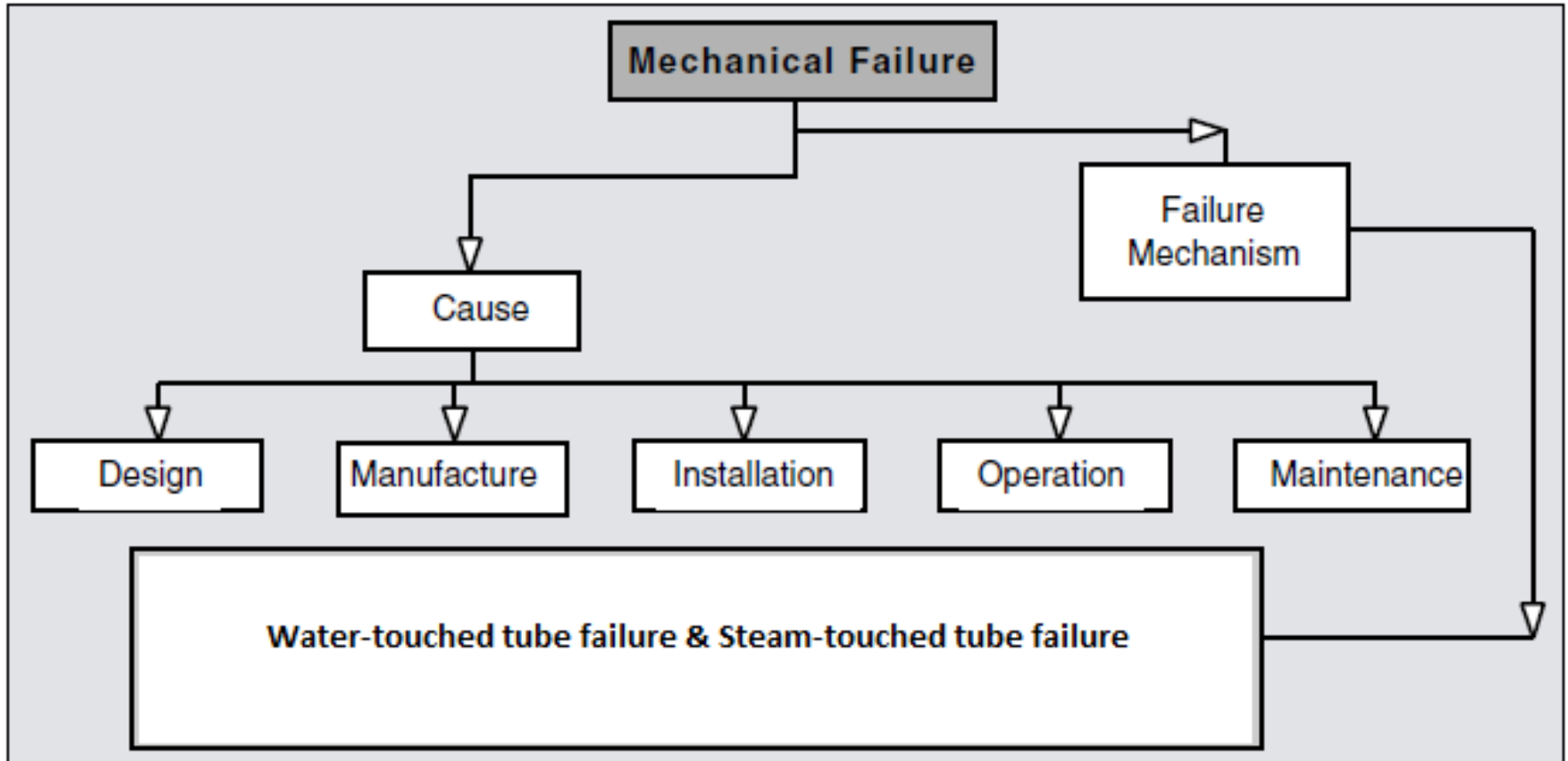
- I. Identificar o(s) Mecanismo(s) de Falha atuante(s);
- II. Determinar prováveis causas-raiz;
- III. Confirmar o Mecanismo relativo a causa-raiz;
- IV. Determinar extensão da degradação;
- V. Implementar ações imediatas (reparos para a unidade retornar a operação);
- VI. Implementar ações de longo prazo (alterar manutenção, operação e projeto para prevenir futuras falhas);
- VII. Determinar possíveis ramificações / outros problemas na unidade geradora.



FLUXOGRAMA DE AÇÕES PARA IDENTIFICAR, AVALIAR, SOLUCIONAR E ANTECIPAR FALHAS NA TUBULAÇÃO DE CALDEIRAS



Mecanismo de Falha vs Causa-Raiz



MECANISMOS DE FALHA EM TUBOS DE CALDEIRA

Mecanismo	Caldeira Convencional	Caldeira de Recuperação
Tubos tocados pela água		
Corrosão Fadiga	X	X
Erosão por cinza leve	X	
Dano por hidrogênio	X	X
Corrosão por ácido fosfato	X	X
Corrosão cáustica (NaOH)	X	X
Corrosão lado-fogo na parede d'água	X	
Fadiga térmica na parede d'água	X	
Fadiga térmica nos tubos dos coletores do economizador	X	
Fadiga termo-mecânica e induzida pela vibração	X	X
Fadiga térmica causada por sopradores de água	X	
FAC	X	X
Erosão por soprador de fuligem	X	
Sobreaquecimento de curta duração	X	X
Sobreaquecimento de longa duração	X	X
Dano por limpeza química	X	X
Pitting / Corrosão lado gás	X	X
Erosão por partícula de carvão	X	

MECANISMOS DE FALHA EM TUBOS DE CALDEIRA

Mecanismo	Caldeira Convencional	Caldeira de Recuperação
Tubos tocados pela água		
Queda de cinza fundida	X	
Corrosão ácida pelo ponto de orvalho	X	
Trinca por corrosão-tensão (SCC)*		X
Tubos tocados pelo vapor		
Sobreaquecimento de longa duração	X	X
Corrosão lado fogo SH/RH	X	
Falha em solda dissimilar	X	
Sobreaquecimento de curta duração	X	X
Trinca por corrosão-tensão (SCC)	X	X
Erosão por soprador de fuligem	X	X
Dano por limpeza explosiva	X	
Fadiga termo-mecânica e induzida pela vibração	X	X
Fricção/contato	X	

MECANISMOS DE FALHA EM TUBOS DE CALDEIRA

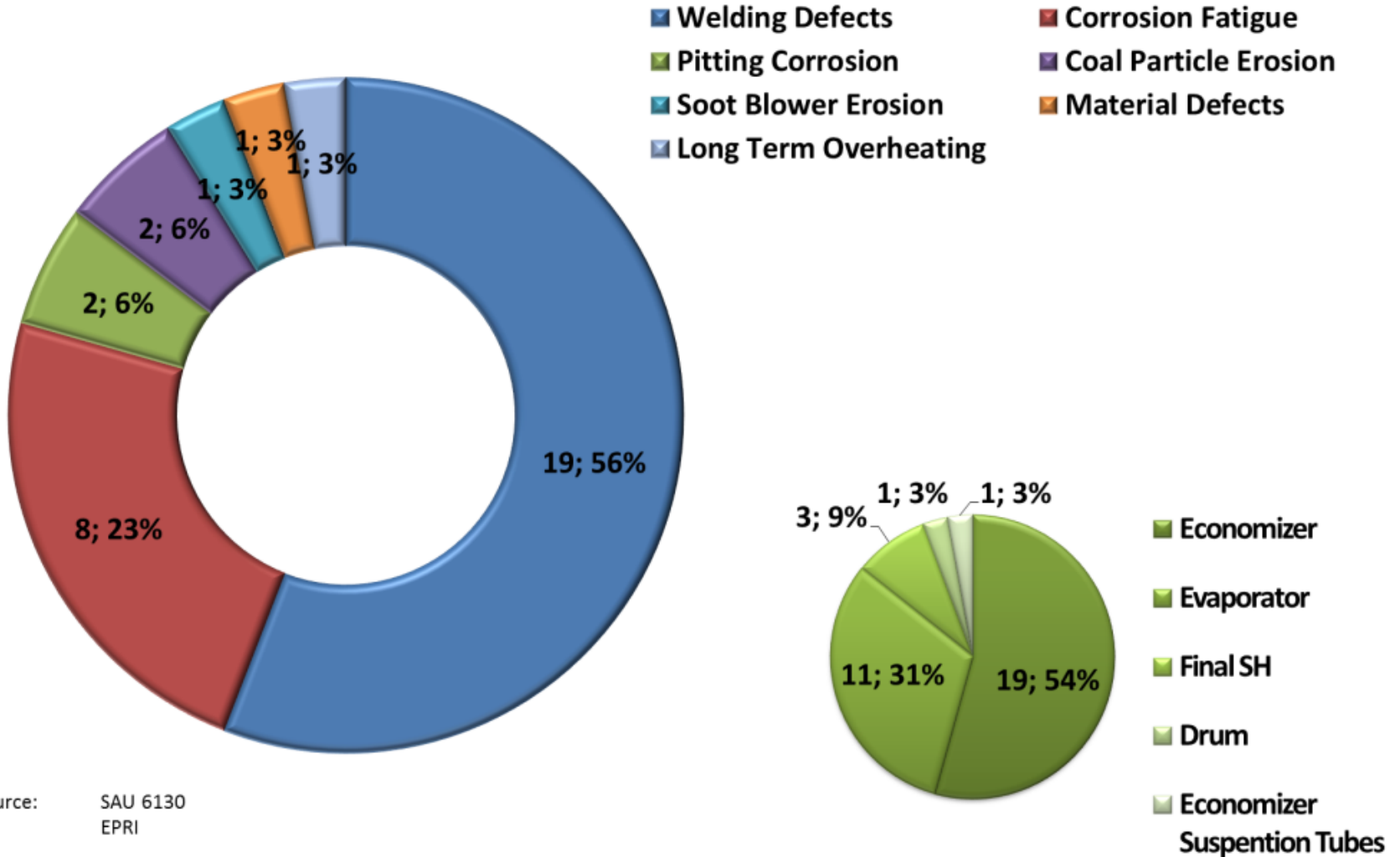
Mecanismo	Caldeira Convencional	Caldeira de Recuperação
Tubos tocados pelo vapor		
Pitting	X	X
Grafitização	X	
Dano por limpeza química	X	X
Manutenção intrusiva	X	X
Defeito de material e fabricação	X	X
Defeito em solda	X	X

Idade das Caldeiras e a influência das degradações

Caldeiras	Potência (MW)	Fornecedor / Fabricante	Falhas mais críticas em tubos e componentes
1 & 2 (1965)	2 x 50	MAN	Erosão por cinzas leves e corrosão ácida no Eco, Erosão por partículas de carvão e sopradores de fuligem nas paredes d'água, Sobreaquecimento de longa duração / fluência nos SH e tubos de recirculação do Eco, Corrosão-fadiga nos tubos de suprimento de condensado ao Evaporador (criticidade elevada para Segurança na Unid. 1 em 2006) e Corrosão/Erosão (FAC) devido ao fluxo nos aquecedores de alta pressão (criticidade elevada para Segurança na Unid. 2 em 2002).
3 & 4 (1973)	2 x 66	ANSALDO / B & W	Danos por hidrogênio nos Evaporadores, Erosão por cinzas leves e Corrosão-fadiga nos Eco, Fadiga térmica nos coletores de entrada do Eco, e Sobreaquecimento de longa duração / Creep nos tubos de ligação "risers" (entre SH de placas e SH final) (criticidade elevada para Segurança na Unid. 4 em 1985).
5 & 6 (1980)	2 x 131	D. BABCOCK / SES TImace	Corrosão-Erosão devido ao fluxo nos niples de entrada do Eco, Fadiga Termomecânica nos tubos traseiros do SH final, Erosão por sopradores de fuligem no RH final, Falhas em solda em tubos membranados e Corrosão-fadiga no Evaporador (criticidade elevada para Segurança na Unid. 6 em 2002).
7 (1996)	1 x 363	D. BABCOCK / SES TImace	Corrosão-fadiga , Corrosão lado fogo nas paredes laterais, Fadiga térmica no teto do Evaporador e nos tubos de sustentação da parede traseira, Excessivo depósito de cinzas "slagging" no passo intermediário provocando Sobreaquecimento no RH Final e por fim, Erosão no SH primário.

BOILER TUBE FAILURES - UTLA#1

From Jan 1st, 2008 to Feb 25th, 2015



Source: SAU 6130
EPRI

CORROSÃO LADO FOGO NA CALDEIRA 7



Rompimento de tubo próximo de coletor devido corrosão lado fogo e sobreaquecimento de longa duração



Falha em tubos da parede d'agua próximo ao queimador 36



Medição de espessuras por ultrassom próximos aos tubos danificados

Estimativa de Vida Remanescente para tubos sujeitos a Corrosão lado Fogo

$$Re(W_2) := \frac{[W_2 \cdot (2 \cdot E - P) - P \cdot (D - 2 \cdot W)]}{\frac{(W_1 - W_2) \cdot (2 \cdot E - P)}{H}}$$

W = 5,0 mm (Espessura de projeto do tubo)

W₂ = 2,1 a 3,2 mm (Medição de espessura por UT na data da inspeção, 2007)

W₁ = 4,1 mm (Medição anterior, em 2002)

D = 38 mm (Diâmetro do tubo)

H = 36.535 horas (Intervalo de tempo entre medições)

C = mm/hr (Taxa de corrosão = (W₁/W₂) / H)

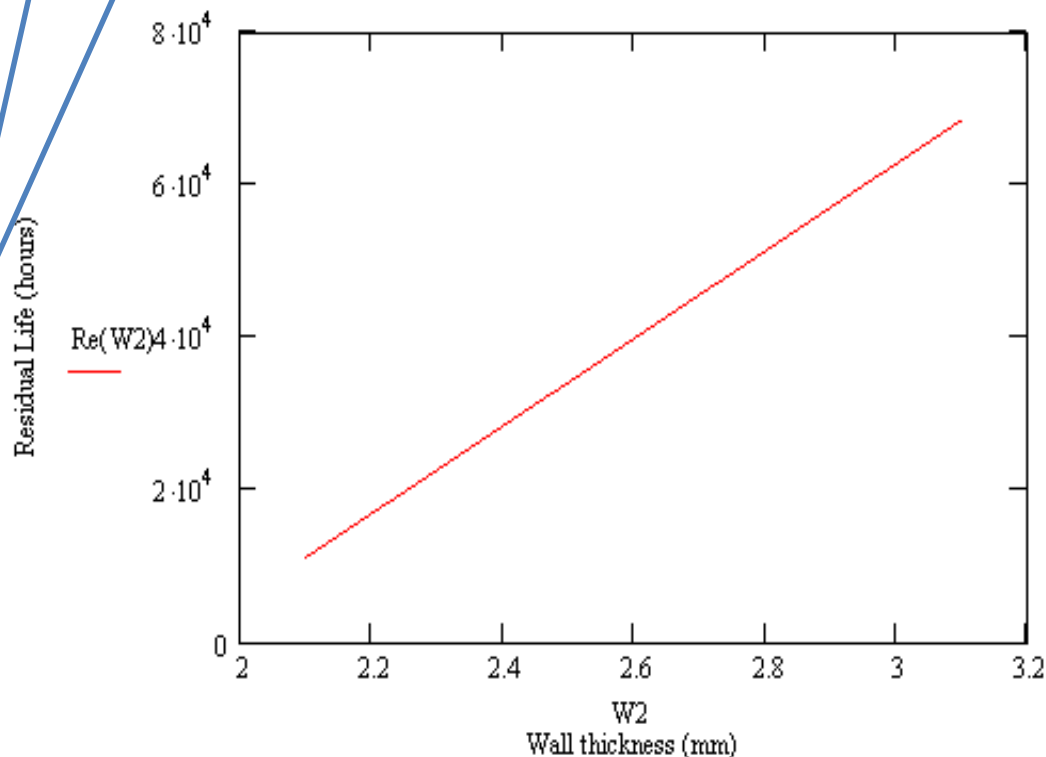
P = 22,25 MPa (Pressão Interna)

N = 108 MPa (Tensão resistente para situação "normal")

E = 203 MPa Tensão resistente para situação "emergência")

Re = (horas) (Vida residual para situação emergencial)

0,4 mm / ano





A
Trincas nos tubos de interligação teto e coletor superior do soprador



B
Trincas nas peças forjadas (90.º) no teto do soprador



C
Trincas nos espaçadores dos tubos das serpentinas do RH



D
Trincas na região divisória (canto da fornalha) entre evaporador e SH primário



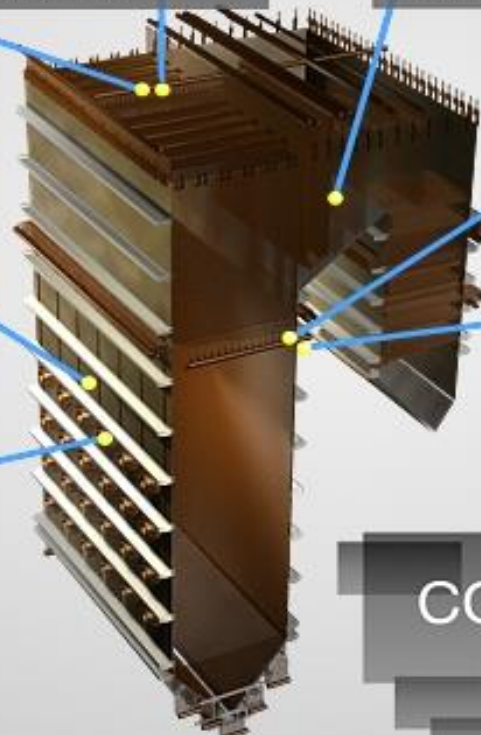
G
Trincas nos cantos das caixas dos sopradores de fuligem do evaporador



E
Trincas nos suportes soldados na região final da parede espiralada

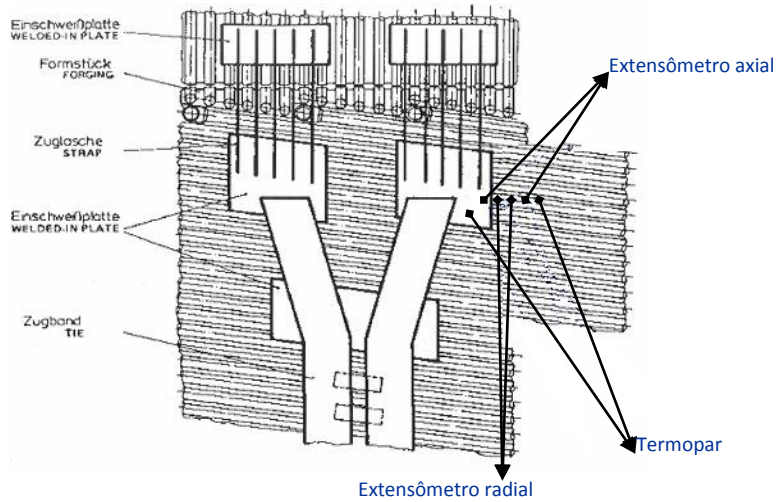


F1
F2
Trincas externas junto aos tubos e membranas nos queimadores da fila 4

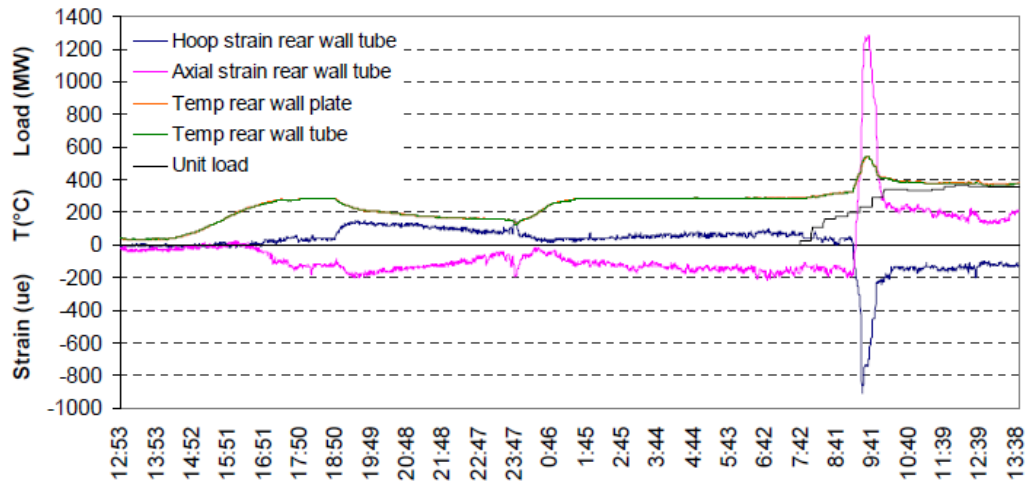


CORROSÃO-FADIGA NA CALDEIRA 7

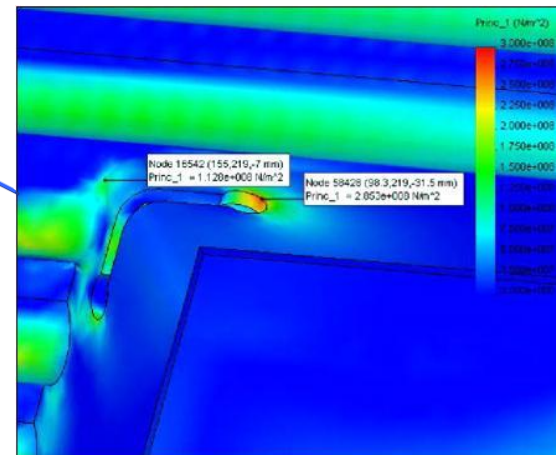
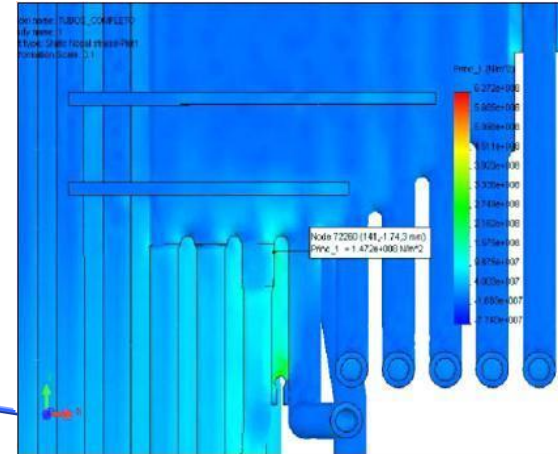
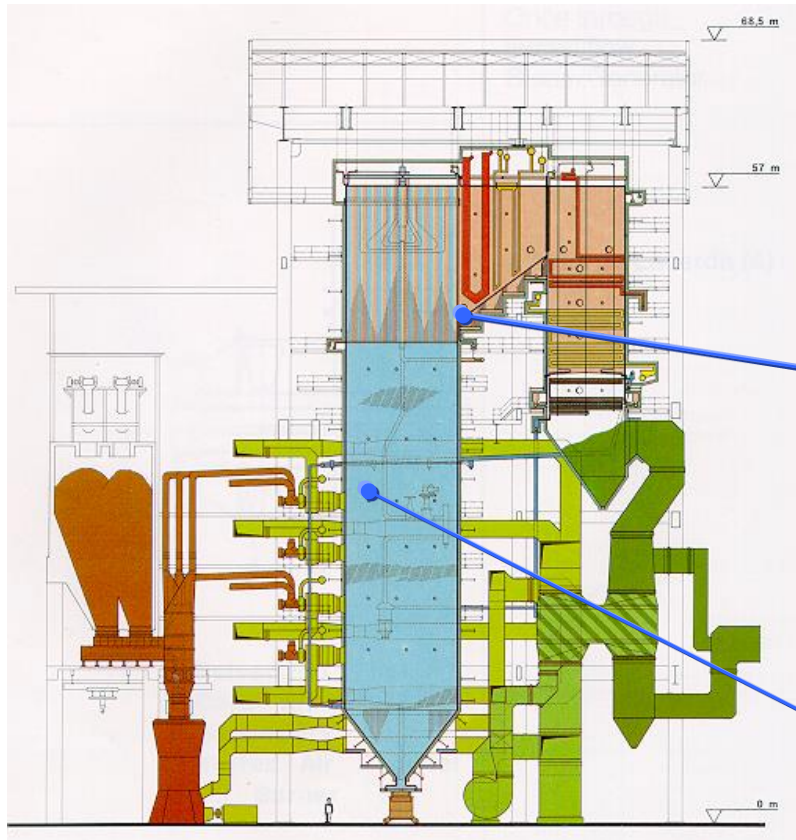
Melhores Praticas para mitigar riscos de falhas por Corrosão-Fadiga



Graph 1: UTLC cold start 07/27/2009 - rear wall tube



Melhores Praticas para mitigar riscos de falhas por Corrosão-Fadiga





B
Teto: trincas nos tubos do evaporador (lado gases) e empenamento excessivo



C
Trincas nos tubos no teto do evaporador



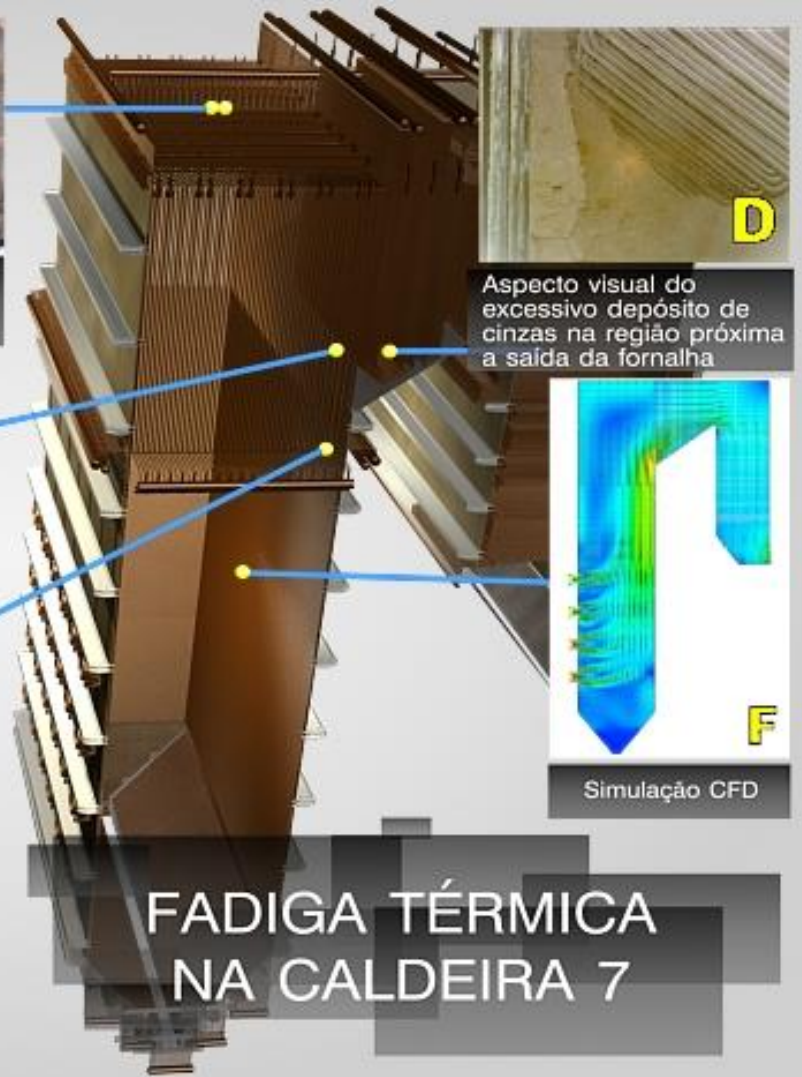
A
Trincas nos tubos de sustentação da parede traseira



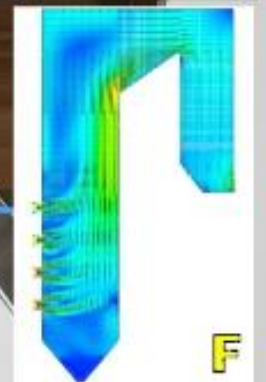
E1
Trincas nos tubos na região final da parede espiralada



E2



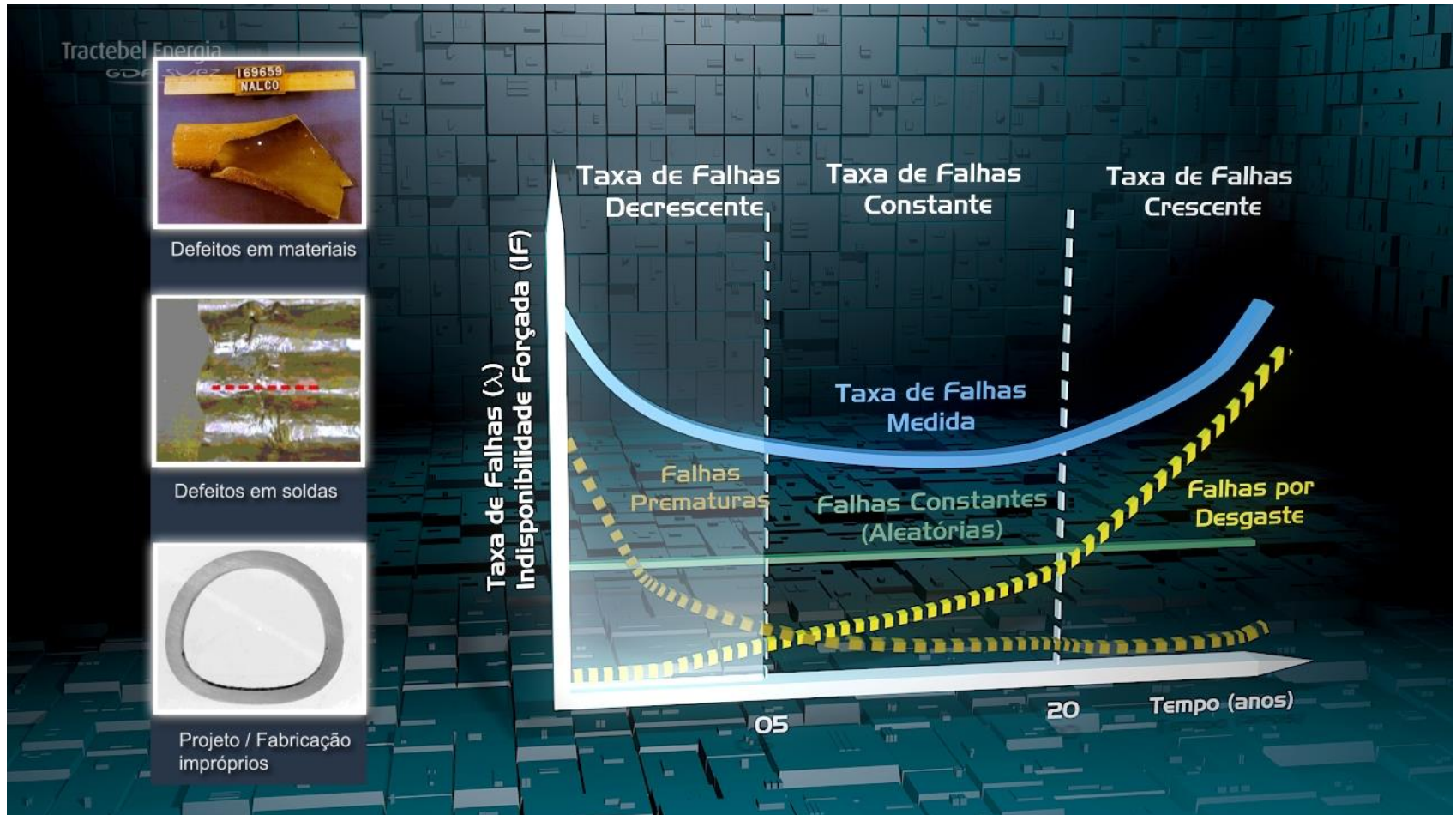
D
Aspecto visual do excessivo depósito de cinzas na região próxima a saída da fornalha



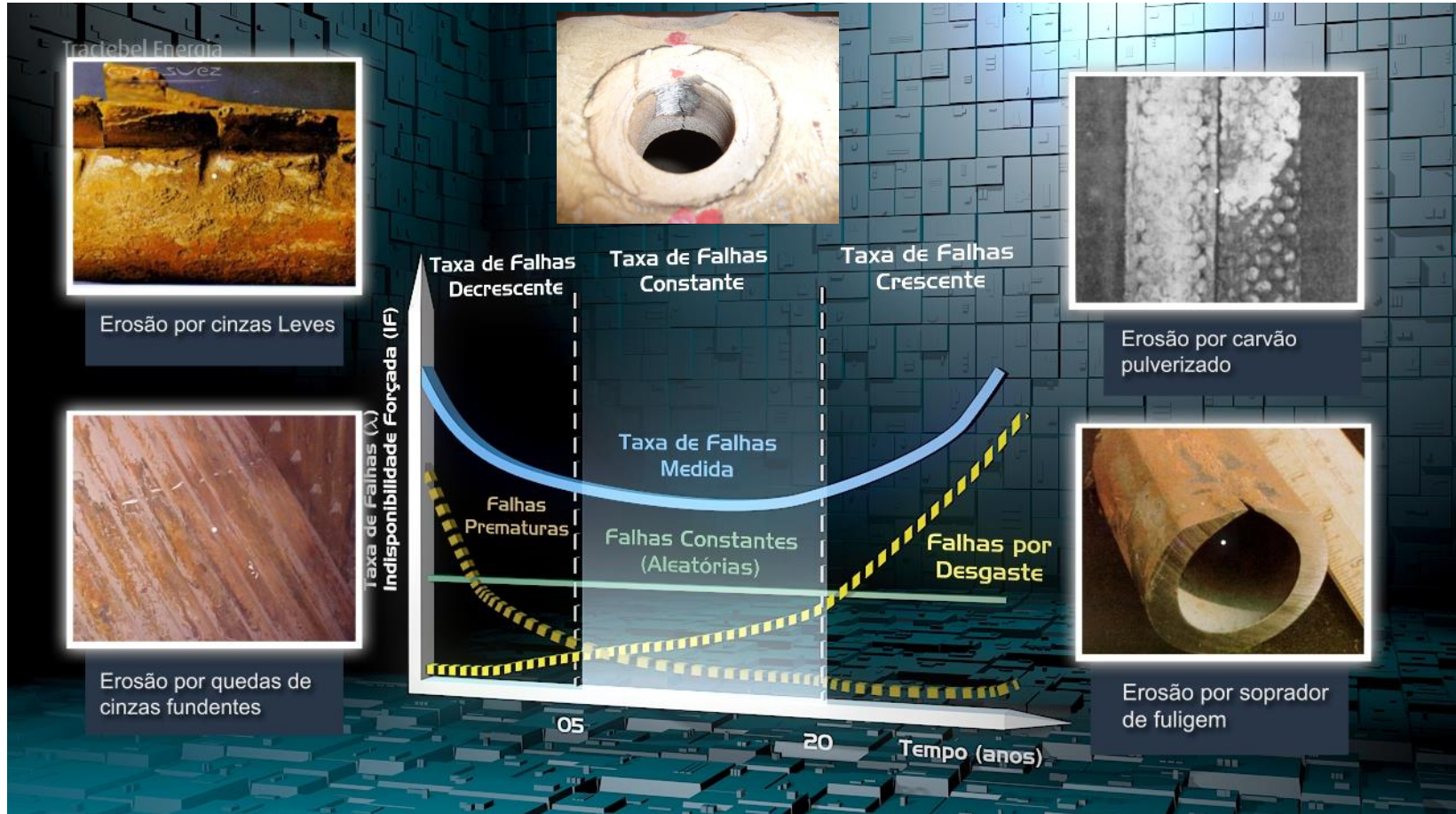
F
Simulação CFD

FADIGA TÉRMICA NA CALDEIRA 7

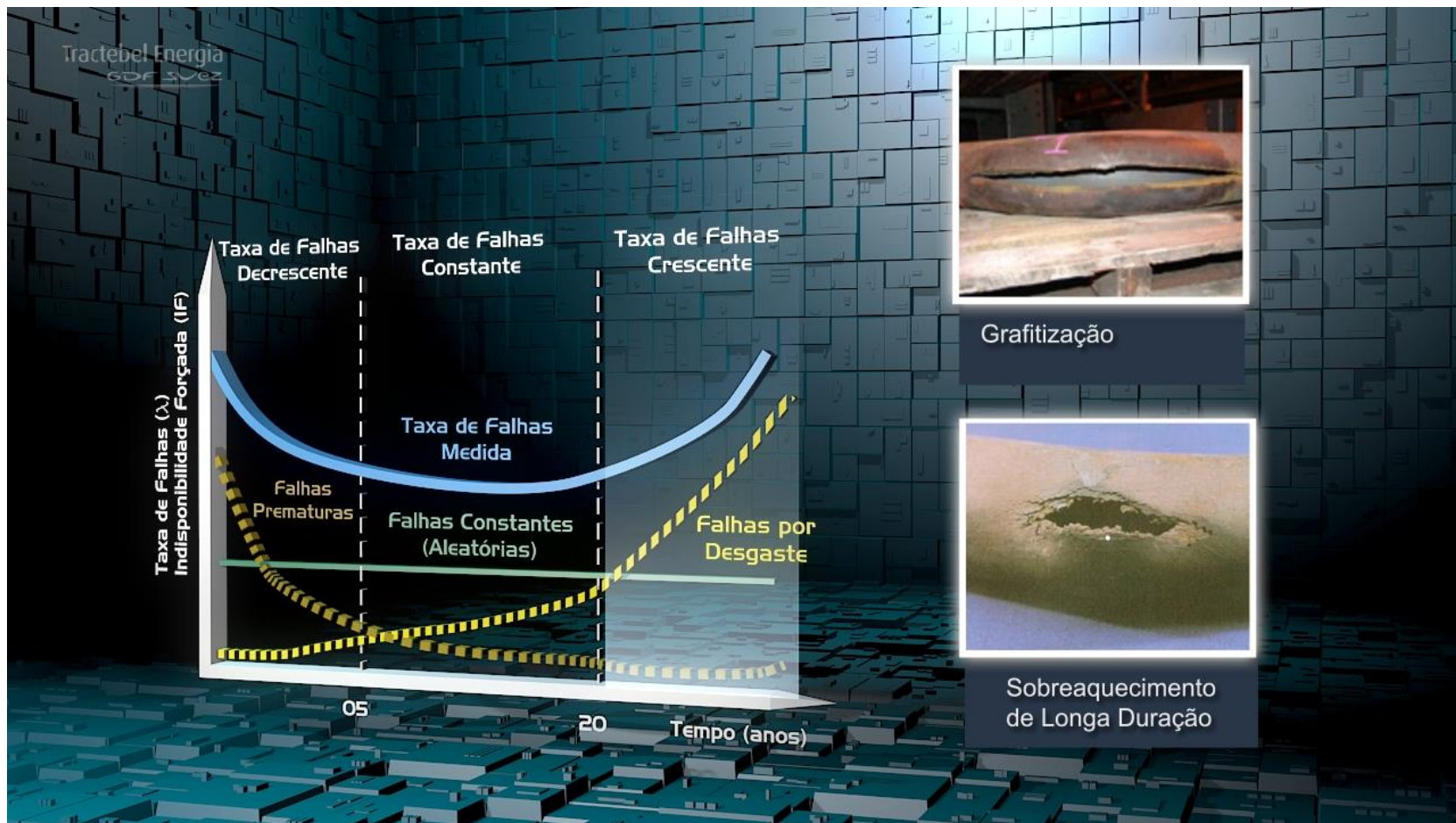
Curva da Banheira (etapa de Falhas Prematuras)



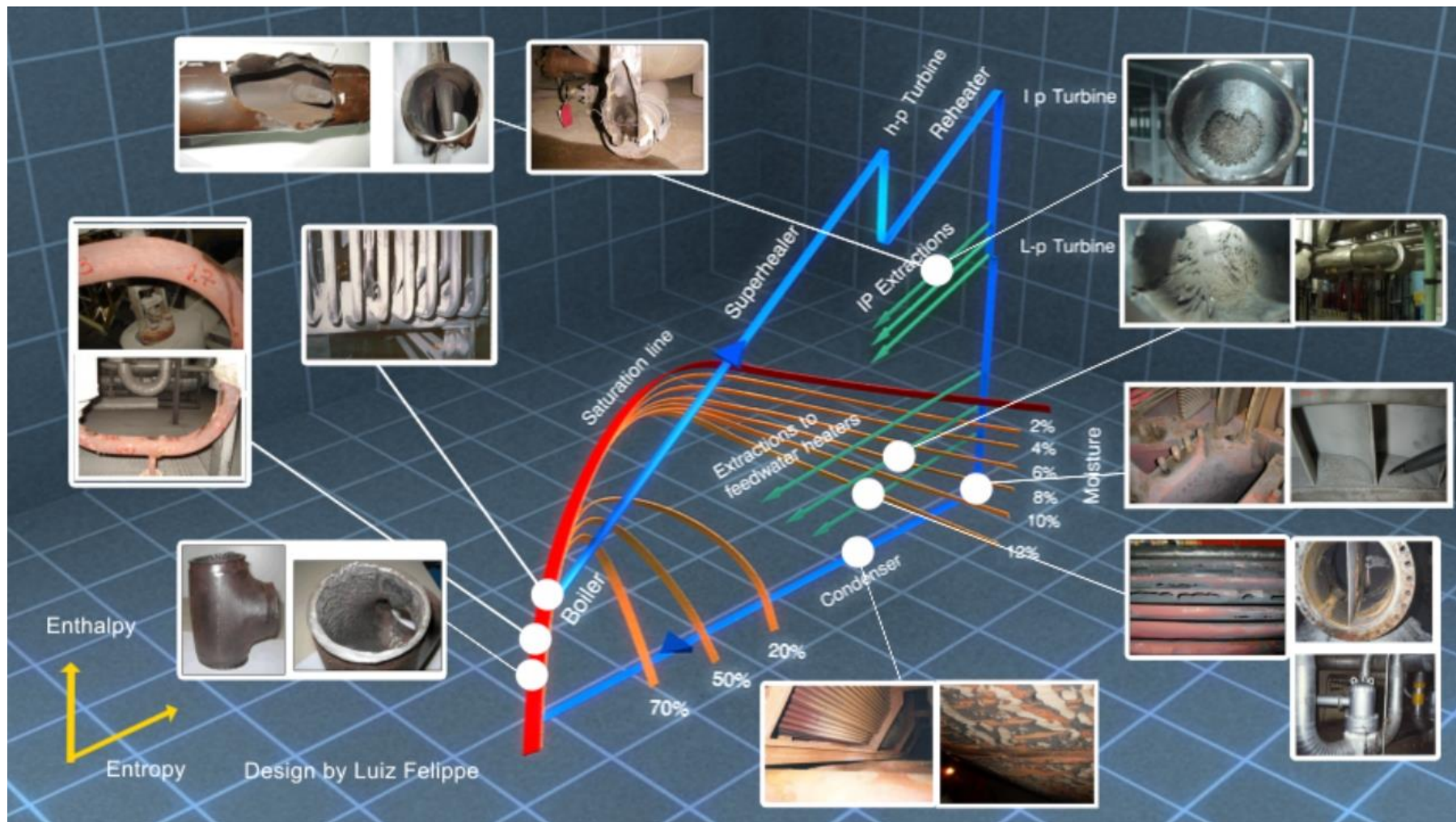
Curva da Banheira (etapa de Falhas Constantes)



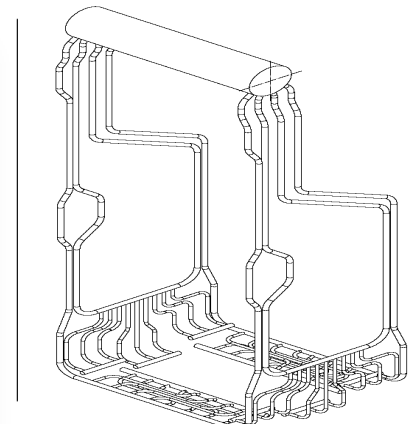
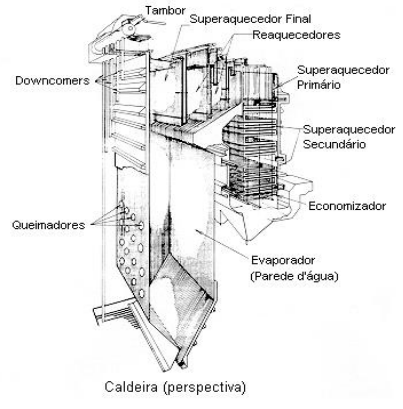
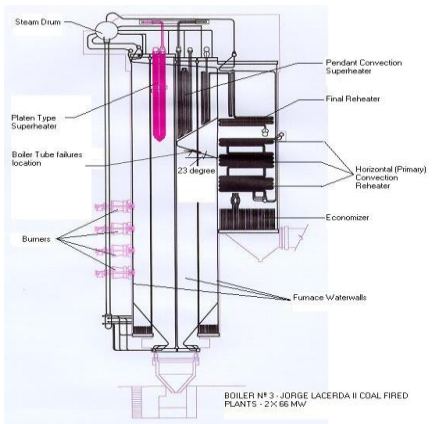
Curva da Banheira (etapa de Falhas em Final de Vida)



O FAC e a curva da Banheira (etapa de Falhas Constantes)



Lições aprendidas com acidentes nas Caldeiras



1985_UTLA 4

1996_UTAL 2

2002_UTLB 6

2006_UTLA 1



Sobreaquecimento



Sobreaquecimento e Corrosão

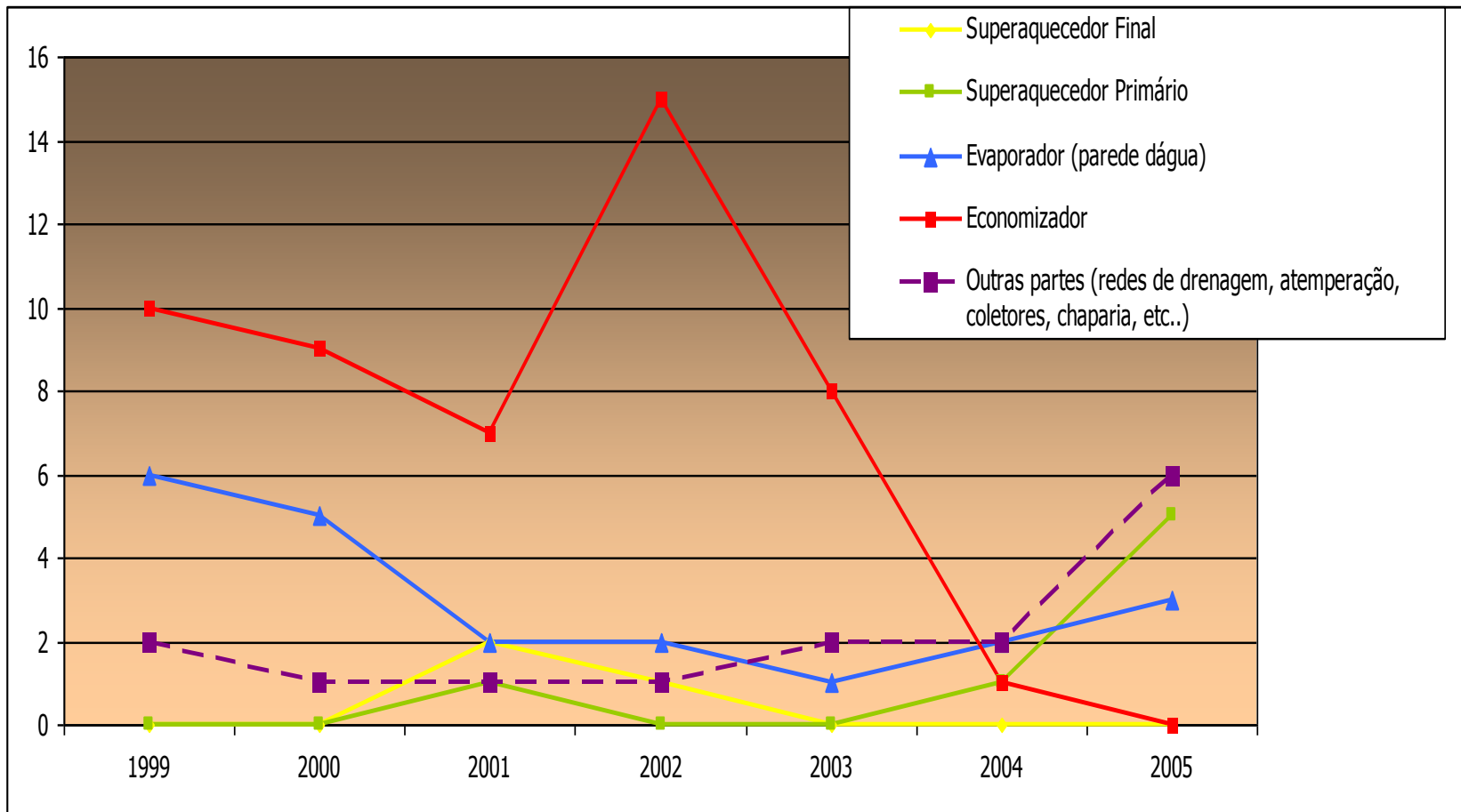


Fadiga

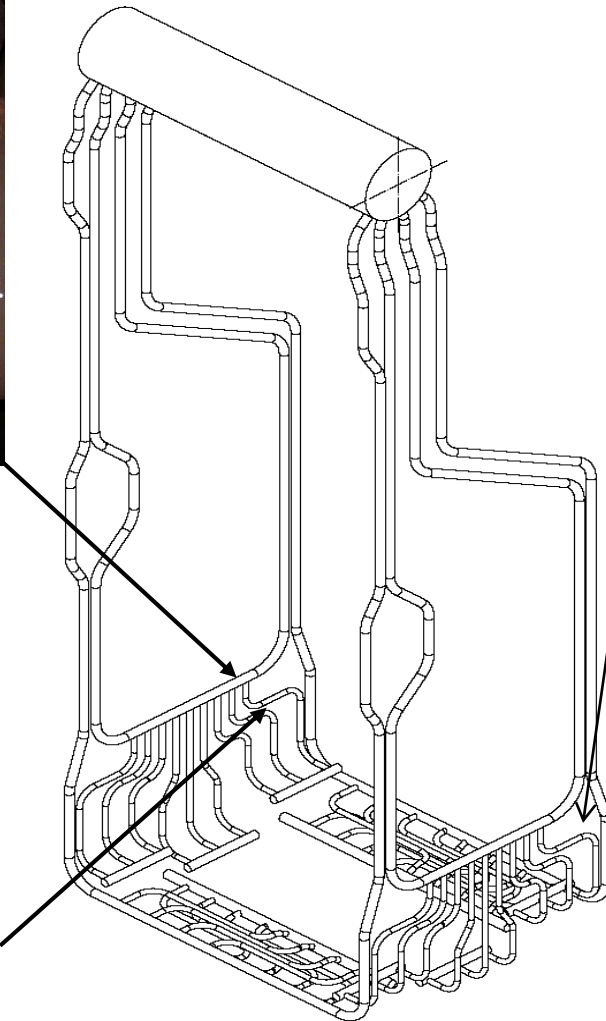


Corrosão-Fadiga

Análise de Caso Caldeira 1 Jorge Lacerda A - UTLA – 50 MW, ~ 244000 h (~ 40 anos) / PMTA = 106 kgf/cm² - 9/5/2006



Exemplo de falha de elevado risco (temperatura < 350°C)



**Pites de corrosão
(LD)**



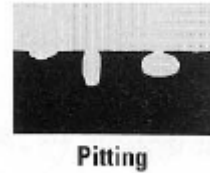
**Aspectos da falha e
pites de corrosão (LE)**



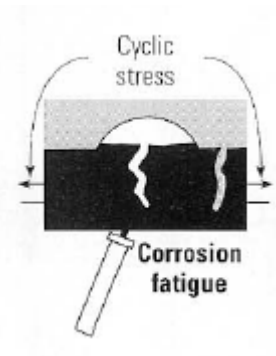
**Aspecto da fratura
(LD)**

Mecanismos de degradação predominantes no caso Caldeira 1 UTLA:

- Corrosão por pites

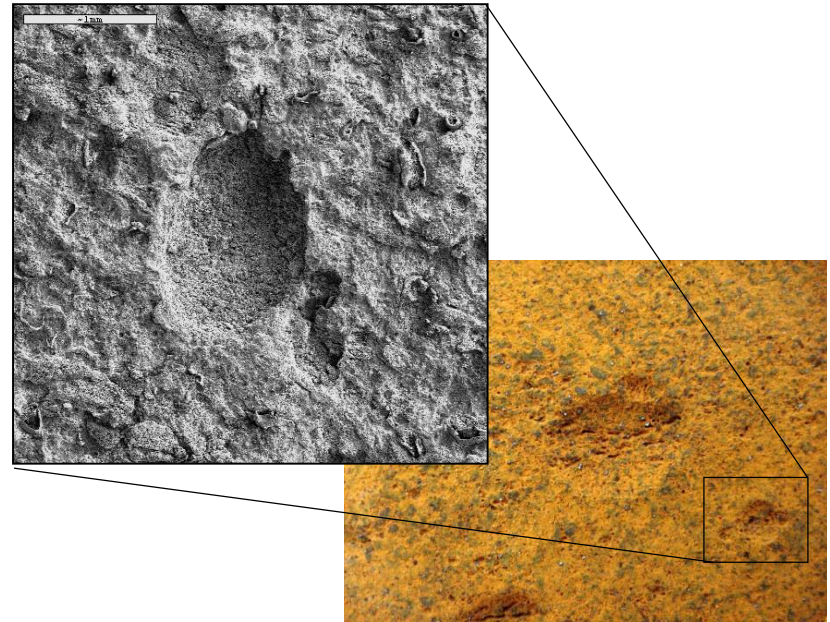


- Corrosão-fadiga



Fonte: B&W Safety Alert Warning

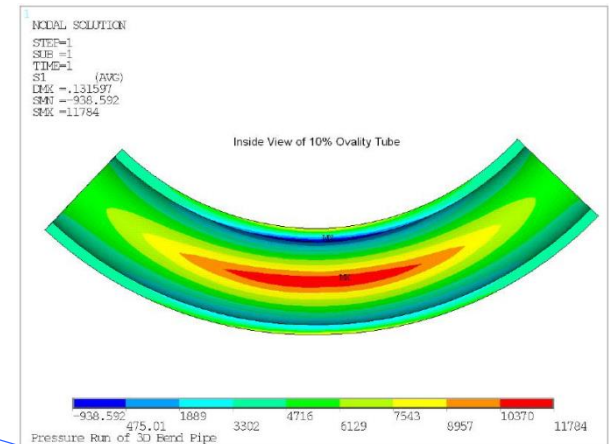
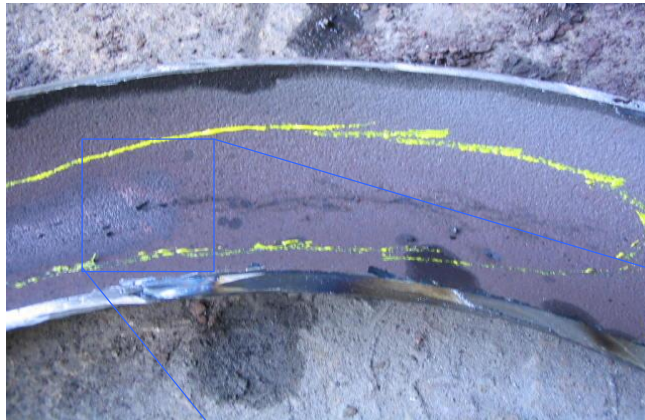
Início / Propagação das Trincas



O processo de falha por Fadiga-Corrosão é caracterizado por três etapas distintas:

- 1) Formação da trinca em pites agrupados devido ambiente de corrosão, em que a trinca se forma em algum ponto de concentração de tensão;
- 2) Propagação da trinca, em que a trinca aumenta de tamanho a cada ciclo de tensão; e
- 3) Falha final, que ocorre de maneira muito rápida uma vez que a trinca avançou até um tamanho crítico.

Aspecto da Iniciação da trinca



Melhores práticas e ações planejadas (foco na metodologia do EPRI)

- ✓ Investigação de falhas em tubos / soluções adotáveis;
- ✓ Melhores praticas em reparos com solda em tubos;
- ✓ Estimativa de vida residual através da medição da camada oxida interna em tubos;
- ✓ Técnicas de avaliação de integridade e estimativa de vida residual para componentes expostos a elevadas temperaturas;
- ✓ Metodologia e mitigação de riscos ao mecanismo Corrosão Acelerada devido ao Fluxo (FAC = Flow-Accelerated Corrosion);
- ✓ Melhorias na I&C para os parâmetros de tratamento de água junto aos ciclos térmicos;
- ✓ Aplicação da MCC (Manutenção Centrada em Confiabilidade) Reversa para obter eficácia de tarefas de manutenção.



World Class Benchmarking

Maasvlakte Unit 1 – Netherlands estabeleceu um recorde mundial, por operar **13.000** horas sem falhas em tubos. Por realizar esta marca em um longo período de operação comercial ininterrupta, Maasvlakte unidade 1 foi mencionada no Guinness Book of Records (Edição Outubro de 1997).

(Fonte: Power Gen 98, Milão – Itália)

Jorge Lacerda Unidade 4 → Em Junho, 2009, completou 672 dias (**9.363** horas em operação) sem falhas em tubos.

Jorge Lacerda Unidade 7 → No período Janeiro a Dezembro de 2009, alcançou a condição “World Class” pelo programa do EPRI (EPRI - Assessment of a Utility’s Boiler Tube Failure Reduction Program) devido a Indisponibilidade forçada por falha na Caldeira ter sido menor que 0,5%, ou seja, somente 0,46%. De 27/5/2014 a 27/5/2015 não observou-se falha nesta Caldeira 7.

Grato pela Atenção !

lfelippe@tble.com.br

www.tractebelenergia.com.br



Tractebel Energia
GDF SUEZ