APLICAÇÃO DE INDICADORES DE DESEMPENHO EM AMBIENTES OPERACIONAIS NUCLEARES BRASILEIROS

Vaner Diniz de Souza

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA NUCLEAR.

Aprovada por:

_____

Prof. Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo, D. Sc.

_____

Prof. Cláudio Marcio do Nascimento Abreu Pereira, D.Sc.

_____

Dra. Venetia Maria Corrêa Santos, D. Sc.

_____

Dr. Pedro Luiz da Cruz Saldanha, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MARÇO DE 2006

SOUZA, VANER DINIZ DE

Aplicações de Indicadores de Desempenho em Ambientes Operacionais Nucleares Brasileiros[Rio de Janeiro] 2006.

XIII, 222p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M. Sc., Engenharia Nuclear, 2006).

Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

1. Indicadores de Desempenho
2. Indicadores Qualitativos
3. Indicadores Quantitativos

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

“Nunca insista em atingir um objetivo a qualquer custo.
Os objetivos devem ser atingidos com um esforço razoável,
sem sacrifícios desnecessários para sua equipe.”
Ernest Shackleton

Em primeiro lugar gostaria de agradecer a banca examinadora pela paciência em ter lido todo o material inicialmente apresentado e me orientar no sentido de tornar esta dissertação academicamente enquadrada.

É importante mencionar o esforço do meu orientador, Prof. Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo, D. Sc., eliminando os meus excessos na utilização de documentos técnicos e ranso de engenheiro militando por longo tempo na área nuclear.

Agradeço também em especial ao meu co-orientador, Dr. Pedro Luiz da Cruz Saldanha, D. Sc., pela inestimável colaboração técnica e acadêmica, sem a qual não teria cumprido os prazos de fechamento desta dissertação.

Não poderia também esquecer, que me desculpem a expressão, os "papos cabeça" com as Dra. Venetia Maria Corrêa Santos, D. Sc e Dra. Maria Cristina Zamberlan, D. Sc durante anos em trabalhos de pesquisa no Instituto Nacional de Tecnologia na área ergonômica, os quais contribuíram em muito com algumas idéias originais utilizadas nesta dissertação.

Agradeço ao meu amigo e companheiro de trabalho Liege Antônio Fernandes Vieira a colaboração no desenvolvimento ao longo dos anos de indicadores de desempenho para as usinas de Angra. Muito dessa dissertação é fruto da experiência e de um trabalho em equipe na Assessoria de Segurança Nuclear da ELETRONUCLEAR da qual fui gerente.

Finalmente agradeço a FURNAS e ELETRONUCLEAR a oportunidade de ter trabalhado nestas instituições com também ao meu mais antigo amigo, Engenheiro José Manuel Diaz Francisco, gerente da Coordenação de Comunicação e Segurança, CS.P, aos gerentes Richard Shouler e Augusto Ramos do Amaral da Superintendência de Engenharia e Apoio – ELETRONUCLEAR, pela liberação de documento técnicos de propriedade da ELETRONUCLEAR utilizados nesta dissertação.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

APLICAÇÃO DE INDICADORES DE DESEMPENHO EM AMBIENTES OPERACIONAIS NUCLEARES BRASILEIROS

Vaner Diniz de Souza

Março/2006

Orientador: Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo

Programa: Engenharia Nuclear.

Primeiramente foi mostrada uma maneira de como desenvolver Indicadores de Performance em Ambientes Nucleares, embora estes indicadores possam ser utilizados em qualquer indústria. Visando facilitar a compreensão de como criar indicadores e aplicá-los tomamos como exemplo os indicadores da WANO tendo em vista que são utilizados nas usinas nucleares em todo o mundo. Estes indicadores mesmo sendo consagrados na indústria nuclear, não levam em conta as diferenças entre os critérios de redundâncias das diversas usinas. Neste sentido, foi desenvolvido um fator de normalização para possibilitar a comparação entre usinas com critérios de redundância diferentes. Mostrou-se também uma forma alternativa de se utilizar indicadores qualitativos ao invés de quantitativos, principalmente quando não se tem um estudo de Análise Probabilística de Segurança para condição de usina desligada. Consolidando este trabalho foram utilizados indicadores de dez anos de operação de uma usina nuclear, os quais fizeram parte do relatório periódico de segurança. Através desses indicadores foi possível comprovar o estado atual de segurança da planta como também a previsão de extensão de sua vida útil.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M. Sc.)

APPLICATION OF PERFORMANCE INDICATORS FOR BRASILIAN NUCLEAR POWER PLANTS

Vaner Diniz de Souza

March/2006

Advisor: Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo

Department: Nuclear Engineering

Firstly was pointed out a way to develop performance indicators for nuclear environments, although such a kind of indicators could be used in any type of industry. With the purpose of facilitating the understanding, development and applicability of indicators, it was taken as an example the WANO Performance Indicators taking into consideration that are worldwide utilized in all Nuclear Power Plants. These indicators even being consolidated in the nuclear industry, they do not taken into account redundancy criteria among the different types of nuclear power plants. Therefore, it was developed a normalization factor in order to compare plants with different redundancy criteria. It was also showed as an alternative, the utilization of qualitative indicators instead quantitative, mainly when the installation do not have developed Probabilistic Safety Analysis in a Shutdown Condition. In order to consolidate this thesis and all issues above mentioned were utilized ten years operation indicators for the Periodic Safety Review. Throughout of these indicators it was possible to evaluate the present plant safety configuration control and a prevision for plant life extension.

Índice de Figuras ..... *x*

Índice de Tabelas ..... *xi*

Lista de Siglas ..... *xii*

Capítulo 1 ..... *14*

Indicadores de Desempenho de Segurança em Ambientes Operacionais *14*

1.1-Introdução **14**

1.2 Objetivos **16**

1.3 Base para a criação de indicadores de desempenho. **17**

1.4 Organização do trabalho **17**

Capítulo 2. ..... *19*

Desenvolvimento Estruturado de Indicadores de Desempenho *19*

2.1 Introdução **19**

2.2. Atributos de segurança relacionados com a instalação **21**

2.3. Estrutura hierárquica para indicadores de performance operacionais de segurança **25**

2.3.1 A instalação opera sem contratempos 26

2.3.2 A instalação opera com baixo risco 34

2.3.3 A instalação opera com atitude positiva 49

Capítulo 3. ..... *60*

Normalização de Indicadores de Segurança *60*

3.1 Introdução **60**

3.2 Indicadores baseados em sistemas de segurança **61**

3.3 Normalização dos indicadores **64**

Capítulo 4 ..... *68*

Indicadores de Desempenho Aplicados à Usina na Condição de Desligada para Troca de Elementos Combustíveis *68*

4.1 Introdução **68**

4.2. Funções relevantes de segurança **68**

4.2.1-Remoção de calor residual do combustível 69

4.2.2-Controle de inventário do SRR, PCU e da cavidade de recarregamento 69

4.2.3-Disponibilidade de energia elétrica (CA e CC) 69

4.2.4-Controle de reatividade e margem de desligamento 70

4.2.5-Fechamento do envoltório de contenção 70

4.2.6-Integridade do envoltório de contenção / Edifício de combustível 70

4.3. Níveis de risco **71**

4.3.1-Alto risco: 71

4.3.2-Médio risco: 71

4.3.3-Baixo risco: 71

4.3.4-Sem risco apreciável: 72

Capítulo 5 ..... *73*

Resultados e Avaliação de Indicadores em 10 Anos de Operação *73*

5.1 Resultados e avaliação de indicadores em 10 anos de operação **73**

5.2 Preservação e controle das principais barreiras físicas através de indicadores de componentes e equipamentos **73**

5.2.1 Integridade do revestimento e do combustível 74

5.2.2 Integridade do Sistema de Refrigeração do Reator 78

5.2.3 Integridade da contenção 83

5.3 Contabilização de transitórios **85**

5.4 Indicadores de desempenho de sistemas **87**

5.4.1 Indicador de desempenho do sistema de injeção de segurança 87

5.4.2 Indicador de desempenho do sistema de meteorologia 89

5.5 Experiência operacional interna **91**

Capítulo 6 ..... *96*

Conclusões e Recomendações *96*

6.1 Conclusões **96**

6.2 Recomendações **100**

Referências Bibliográficas ***102***

Apêndice A ***105***

Indicadores de Desempenho da Wano ***105***

Apêndice B ***217***

Folha de Avaliação do Nível de Risco ***217***

Figura 2.1 – Modelagem do contexto 21

Figura 2.2 – Uma abordagem para estabelecer indicadores operacionais de performance de segurança 22

Figura 2.3 – Estrutura para estabelecer indicadores operacionais de performance de segurança 23

Figura 2.4 – Indicadores para Instalação Operando sem Contra-tempos 27

Figura 2.5 – A instalação opera com baixo risco (aproximação probabilística)..... 35

Figura 2.6 – A Instalação Opera com Baixo Risco..... 36

Figura 2.7 – A Instalação Opera com Atitude Positiva..... 50

Figura 3.1 – Exemplo de arranjo misto com 2 trens independentes. 64

Figura 5.1 – Porcentagem de tubos tamponados e conseqüente redução de vazão no sistema de refrigeração do reator..... 82

Figura 5.2 – Cálculo de Vazamento da Contenção pelo Somatório dos Vazamentos em Pontos Locais..... 84

Figura 5.3 – Contabilização de Transitórios Referente aos Aquecimentos do SRR..... 86

Figura 5.4 – Porcentagem do Tempo em que o SIS fica indisponível em um ano de operação..... 88

Figura 5.5 – Porcentagem do Tempo em que o MET fica indisponível em um ano de operação..... 90

Figura 5.6 – Porcentagem de Falhas em Análise de Eventos 92

Figura 5.7 – Porcentagem de Falhas em Análise de Eventos 93

Figura 5.8 – Porcentagem de Falhas em Análise de Eventos 94

Figura 5.9 – Porcentagem de Falhas em Análise de Eventos 95

Tabela 5.1 – BRRs 80

Tabela 5.2 – BRRs 80

APS	Análise Probabilística de Segurança
BRRs	Bombas de Refrigeração do Reator
CLO	Condição Limite de Operação
EC	Envoltório de Contenção
EIs	Eventos Iniciadores
ESC	Estruturas, Sistema e Componentes
ET	Especificações Técnicas
FDI	Freqüência de Dano à Instalação
FDN	Freqüência de Dano ao Núcleo
FMEAs	Failure Molde and Effect Analysis
FRI	Fuel Reliability Indicator
GD	Gerador de Emergência
Hht	Horas - homem trabalhadas
ICC	Índice de Confiabilidade do Combustível
IQ	Indicador Químico
LCO	Condições Limites de Operação
LHGR	Linear Heat Generation Rate
LOCA	Loss of Coolant Acident
Lpm	Litros por minuto
LLRT	Local Leakage Rate Test
MET	Sistema de Meteorologia
NPSH	Pressão de sucção da bomba
ORO	Ocorrência de Relato Obrigatório
PCU	Piscina de Combustível Usado

PDI	Probabilidade do Dano à Instalação
PWR	Pressurazed Water Reactor
RDO	Relatório de Desvio Operacional
RES	Relatório de Evento Significante
SAAA	Sistema de Água de Alimentação Auxiliar
SIS	Sistema de Injeção de Segurança
SPR	Sistema de Proteção do Reator
SRCR	Sistema de Remoção de Calor Residual
SREN	Sistema de Refrigeração de Emergência do Núcleo
SRR	Sistema de Refrigeração do Reator
TAP	Tanque de Alívio do Pressurizador
TAR	Tanque de Água de Recarregamento
TDRR	Tanque de Drenos do Refrigerante do Reator
WANO	World Association of Nuclear Operators

Capítulo 1

Indicadores de Desempenho de Segurança em Ambientes Operacionais

1.1-Introdução

Pouco se tem discutido sobre indicadores de desempenho, embora ao longo dos anos, empresas têm utilizado indicadores com o objetivo de gerenciar seus negócios, porém a maioria destes indicadores está relacionada com a parte financeira, não havendo uma abrangência para a qual os gerentes da empresa possam nortear-se para conduzi-la de maneira apropriada. Este trabalho visa mostrar uma maneira sistemática para criar indicadores de desempenho de forma estruturada e ao mesmo tempo abrangente com relação a todos os processos de uma empresa.

Com a finalidade de facilitar o entendimento da sistemática de criação de indicadores de desempenho, descreve-se a seguir a experiência na área nuclear e o seu processo evolutivo na utilização de tais indicadores:

Após o acidente ocorrido na Unidade 2 da Usina Nuclear de Three Mile Island, TMI 2 em 28 de março de 1979, o qual teve como conseqüência dano ao núcleo do reator e alta contaminação no prédio da contenção e nos edifícios auxiliares , as empresas americanas responsáveis pela operação de usinas nucleares, decidiram criar o Institute of Nuclear Power Operations (INPO) com a finalidade de promover a troca de experiência entre as usinas.

A decisão de divulgar a experiência operacional das usinas foi baseada no fato de que a mesma seqüência do evento iniciador em TMI 2 já tinha ocorrido anteriormente na Unidade 1 da Usina Nuclear de Davis-Besse e, infelizmente, não havia sido devidamente divulgada entre as usinas em operação. Assim, com a criação do INPO diversos programas visando troca de experiência operacional foram criados. Entre eles, destaca-se o de indicadores de desempenho, que servem para comparar aspectos operacionais comuns das usinas e possibilitar estabelecimento de metas de melhorias pela alta gerência.

A segurança de uma usina nuclear é baseada no conceito da defesa em profundidade, IAEA (1996), que possui os seguintes objetivos: prevenir acidentes e se a prevenção é suficiente para mitigá-los, detectar e limitar suas conseqüências potenciais, evitando a evolução do acidente para uma condição mais séria. A defesa em profundidade é estruturada em níveis ou barreiras, se uma destas falhar, deve ser

compensada ou corrigida pela subseqüente. O propósito básico da segurança de reatores é manter a integridade das barreiras múltiplas contra a liberação de produtos de fissão para o meio ambiente.

Os indicadores de desempenho foram criados tendo como base o conceito de defesa em profundidade. As principais barreiras visando evitar a liberação de produtos radioativos para o meio ambiente são: o encamisamento do combustível, o Sistema de Refrigeração do Reator e o prédio da contenção.

Para possibilitar a criação de indicadores de desempenho, é necessário entender de que forma a integridade destas principais barreiras é mantida através do estabelecimento de limites e margens de segurança, baseados nos critérios de projeto. Assim sendo, será descrito a seguir todo processo e as possíveis alternativas através das quais a integridade das barreiras é mantida.

A manutenção da integridade destas barreiras é garantida pelas funções de segurança que têm como principal objetivo evitar a fusão do núcleo do reator através de um controle apropriado da reação em cadeia, ou seja, a geração de potência térmica pelo núcleo do reator e sua conseqüente remoção de calor pelos sistemas de refrigeração do primário e secundário.

A garantia de que os sistemas primário e secundário tenham condições de remover o calor gerado pelo núcleo é estabelecida, principalmente, através do controle dos inventários de água de refrigeração tanto para um sistema como para o outro. Em qualquer instalação industrial, torna-se necessário o fornecimento de energia elétrica do sistema normal ou de um sistema elétrico próprio de emergência.

Portanto, as funções de segurança visando garantir a integridade das barreiras são: o controle de reatividade, os sistemas de refrigeração, o controle do inventário e a garantia de fornecimento elétrico.

Outro ponto a ser analisado é a perda de uma dessas funções cuja situação obrigaria o estabelecimento de medidas alternativas para evitar a perda de integridade das barreiras. Como exemplo, pode-se supor a perda total de energia elétrica tanto do sistema normal como o de emergência, esta situação seria crítica tendo em vista que o sistema primário perderia a circulação forçada obrigando o estabelecimento de uma circulação natural como base de projeto. Da mesma forma, perde-se também a circulação forçada pelo sistema secundário de remoção de calor do núcleo, esta situação seria contornada através da utilização do sistema de vapor dos geradores de vapor como força motriz, ou seja, projetando-se uma bomba acionada por uma turbina a vapor. Com

este artifício utiliza-se o vapor dos próprios geradores de vapor para prover água de alimentação para eles, garantindo desta maneira, a remoção de calor pelo lado secundário.

Baseado nos conceitos acima relatados e nos requisitos normativos dos órgãos reguladores, estabelece-se margens de segurança através de limites de projeto para equipamentos e sistemas.

Além de todas as estratégias acima relatadas, é também importante utilizar critérios de redundância, independência e diversidade como forma de manter as funções de segurança, procurando garantir a integridade das barreiras. A redundância e a independência são estabelecidas pela utilização de equipamentos com as respectivas alimentações elétricas e tubulações associadas através de trens totalmente independentes perfazendo a mesma função. A diversidade é atingida utilizando-se equipamentos ou sistemas com princípios de funcionamento físicos diferentes, ou seja, neste caso a falha de um equipamento não significaria a falha do outro por uma mesma causa, denominada de falha de causa comum.

Assim sendo, uma vez conhecidos os critérios para o estabelecimento dos limites e margens de segurança para os critérios de projeto, pode-se facilmente estabelecer critérios para uma criação abrangente de indicadores de desempenho.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivos apresentar a aplicação de indicadores de desempenho em ambientes operacionais de usinas nucleares no Brasil e fornecer subsídios para criar indicadores de desempenho de forma sistemática e estruturada. Conforme é demonstrado através dos capítulos, verifica-se que é de suma importância durante o processo de criação, visualizar a abrangência de tais indicadores pelas diversas áreas de um processo bem como pelos diversos setores de uma organização. Esta abrangência permite que a alta gerência estabeleça medidas compensatórias ou melhorias dos processos focados em itens relevantes estabelecidos através dos indicadores de desempenho.

Destaca-se que, apesar do trabalho centrar-se em usinas nucleares de potência, os indicadores de desempenho podem ser aplicados em qualquer planta de processo, desde que estejam claramente definidos as bases e os critérios de projeto da instalação.

1.3 Base para a criação de indicadores de desempenho.

Este trabalho toma como base um estudo para desenvolvimento estruturado de indicadores de desempenho realizado pela Agência Internacional de Energia Atômica, IAEA, com auxílio das organizações que operam as usinas nucleares, registrado através de um documento técnico IAEA (2000).

A IAEA, posteriormente após conclusão deste documento IAEA (2000), promoveu em 2000 um encontro de especialistas em indicadores de desempenho denominado "Specialist Meeting on Safety Performance Indicators – Madrid – Espanha". Neste encontro foram trocadas experiências com relação aos estudos pilotos de aplicabilidade do documento gerado pela IAEA realizados por diversas usinas. As referências CALDUCH e PALOMO (2000), COBO (2000), ATKINSON (2000), HILL (2000), HIMANEN (2000), KENT et alii (2000) LEE e BAE (2000), MAROÑO (2000), RABAR et alii (2000), SCHMOCKER et alii (2000), SUAREZ e HERMANA (2000), TANAKA (2000), TOTH e HADNAGY (2000), registram alguns dos trabalhos realizados para o encontro.

O objetivo a ser alcançado é a operação segura da instalação industrial, principalmente instalações que envolvem operações que podem afetar significativamente o homem e o meio ambiente. Contudo, conceitualmente as definições para segurança e para adequado nível de segurança não são tão obvias, da mesma forma, ainda mais difícil torna-se uma clara definição de um adequado nível de segurança. Apesar disso, existe um entendimento generalizado de quais atributos uma determinada instalação industrial deve ter de modo a operar seguramente. O principal desafio é como medir estes atributos.

1.4 Organização do trabalho

A organização do trabalho é apresentada a seguir:

O segundo capítulo descreve o processo sistemático e estruturado de criação de indicadores mostrando o detalhamento do trabalho realizado pela IAEA. Este trabalho é a primeira abordagem internacional para otimização e homogeneização dos indicadores de desempenho. Também é apresentada a metodologia desenvolvida e aplicada pelas entidades associadas à World Association of Nuclear Operators, WANO (2000), para demonstrar as etapas e informações técnicas que são necessárias para a aplicação de indicadores de desempenho operacionais.

O terceiro capítulo aborda o problema de comparação de indicadores de desempenho de usinas com critérios de redundância diferentes bem como criar indicadores mesclando seus respectivos indicadores. Neste caso, é apresentado o estudo realizado nas usinas nucleares de Angra 1 e de Angra 2, as quais possuem critérios de redundância 2 X 100% e 4 X 50% respectivamente.

O quarto capítulo tem como finalidade orientar a criação de indicadores qualitativos ao invés de quantitativos como nos dois capítulos anteriores. Para este item, é apresentada a experiência da Usina Nuclear de Angra 1 no controle das funções de segurança com a unidade desligada para recarregamento de combustível.

Finalmente no quinto capítulo, é apresentada a aplicação de indicadores de desempenho em ambientes operacionais, consolidando este trabalho. A avaliação dos indicadores de desempenho apresentada no quinto capítulo, foi utilizada no Relatório Periódico de Segurança de dez anos de operação desenvolvido para a ELETRONUCLEAR para atender a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), o órgão regulador brasileiro.

O Apêndice A apresenta as informações da aplicação dos Indicadores de Desempenho da WANO.

O Apêndice B apresenta a Folha de Avaliação de Nível de Risco como exemplo do Capítulo 3.

Capítulo 2.
Desenvolvimento Estruturado de Indicadores de Desempenho

2.1 Introdução

Um alto nível de segurança é o resultado de uma complexa interação de um bom projeto, operação com segurança e performance humana adequada. A experiência tem mostrado que focar em um único aspecto de performance não é efetivo, pode levar a conclusões inadequadas. É mais válido levar em conta o contexto operacional representado por um conjunto de indicadores de performance projetado para monitorar todos os aspectos da performance da segurança. Este capítulo orienta uma forma de se identificar indicadores de performance que vão de encontro aos objetivos previamente mencionados, seguindo a estrutura e itemização do documento IAEA (2000).

O objetivo dos valores relacionados a tais indicadores não é o de se obter o grau de segurança através de uma medida direta, embora a performance da segurança possa ser obtida pela inferência dos resultados obtidos. O valor numérico de qualquer indicador, caso seja analisado separadamente, não é representativo da situação da instalação em termos de segurança, entretanto é de inestimável valor quando considerado no contexto de todos os indicadores de desempenho da instalação. Por outro lado, indicadores específicos quando monitorados, podem rapidamente indicar as principais causas a serem investigadas pela gerência de tal modo a entender as medidas corretivas necessárias. Além disso, os indicadores podem identificar as metas e os objetivos estabelecidos ou não pelo gerenciamento de tal formar a estabelecer os pontos fortes e os pontos fracos existentes. Cada instalação necessita determinar quais indicadores melhor servem aos seus propósitos. A seleção de indicadores não deve ser estática, porém deve ser adaptada às condições e performance da instalação industrial, levando naturalmente em consideração as condições de custo e de benefício de cada indicador individualmente.

É difícil pensar no binômio segurança e produção como não conflitantes, e de que ambas não produzem resultados não antagônicos. Contudo, a experiência ao longo dos anos tem mostrado para toda a indústria que isto não é verdadeiro. Instalações com excelentes indicadores em ambas as áreas tendem a obter excelentes performances de

segurança. Portanto, um conjunto de parâmetros utilizados tendo como objetivo a segurança assim como o lado produtivo pode resultar numa avaliação adequada da performance de segurança da instalação.

Cabe aqui enfatizar que enquanto os indicadores fornecem informações valiosas ao efetivo gerenciamento através da performance de uma instalação industrial levando em conta a segurança, existe uma série de ferramentas que devem ser utilizadas de tal maneira a consolidar e complementar tais informações, entre elas, é relevante mencionar a Análise Probabilística de Segurança (APS), inspeções de órgãos reguladores, garantia de qualidade, regras de manutenção, funções críticas de segurança, auto-avaliações, análise ergonômica etc. Portanto, a integração de todas estas ferramentas resulta num gerenciamento melhor estruturado e monitorado. Além disso, a gerência torna-se mais ágil e efetiva.

Outro ponto de primordial importância relaciona-se com a performance humana. Esta só pode ser obtida com um constante estabelecimento de uma sólida cultura de segurança incutida nos funcionários da instalação IAEA (1991). Isto, então, obrigatoriamente leva a indicadores de cultura de segurança como também num crescente estabelecimento de indicadores baseados em risco.

A partir dos dados levantados no ambiente operacional, adotando a análise em níveis e em planos diferentes, será possível mapear o impacto do contexto sobre a atividade, mapeando os riscos existentes. Segundo SANTOS e ZAMBERLAN (2005) os riscos são decorrentes de n situações encontradas no processo de trabalho (contexto operacional). (Figura 2.1)

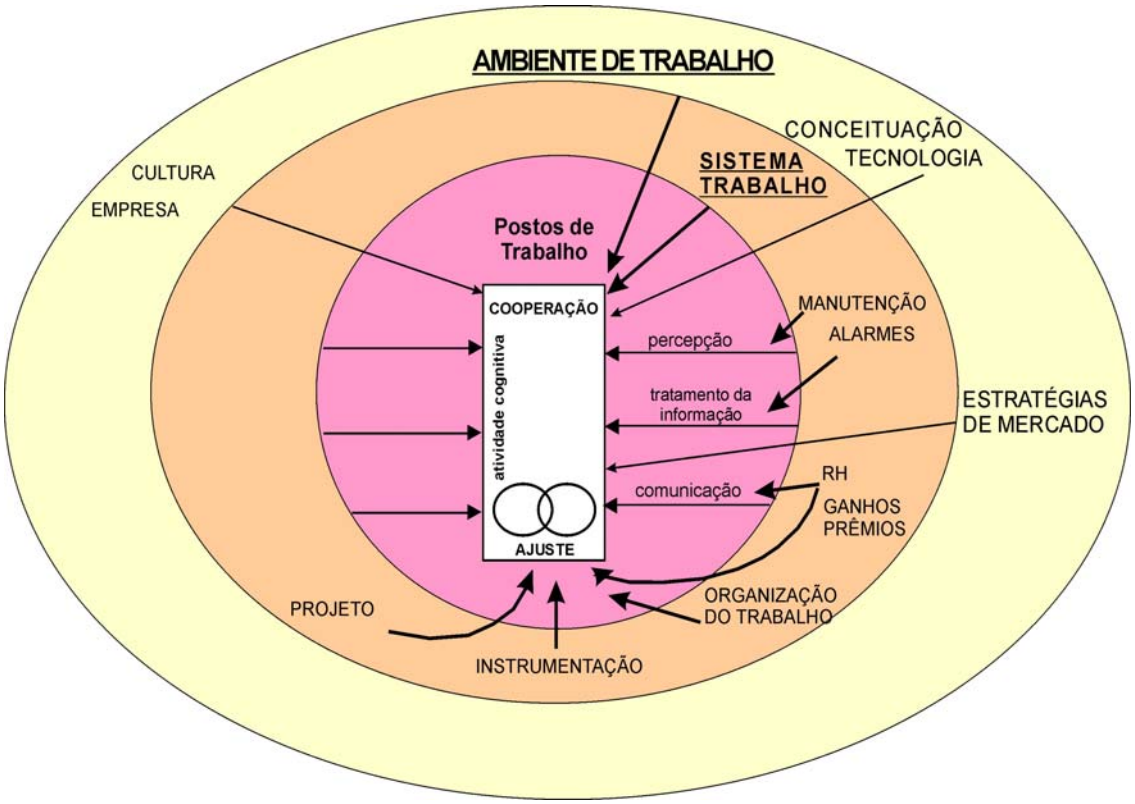


Figura 2.1 – Modelagem do contexto

2.2. Atributos de segurança relacionados com a instalação

Para assegurar uma representatividade do contexto de um ambiente operacional, os indicadores de segurança foram concebidos usando-se uma estrutura conceitual partindo-se do topo, ou seja, de um conceito mais amplo o qual está relacionado com os atributos, para indicadores específicos, ou seja, parâmetros que podem ser diretamente monitorados e medidos. (Figura 2.2).

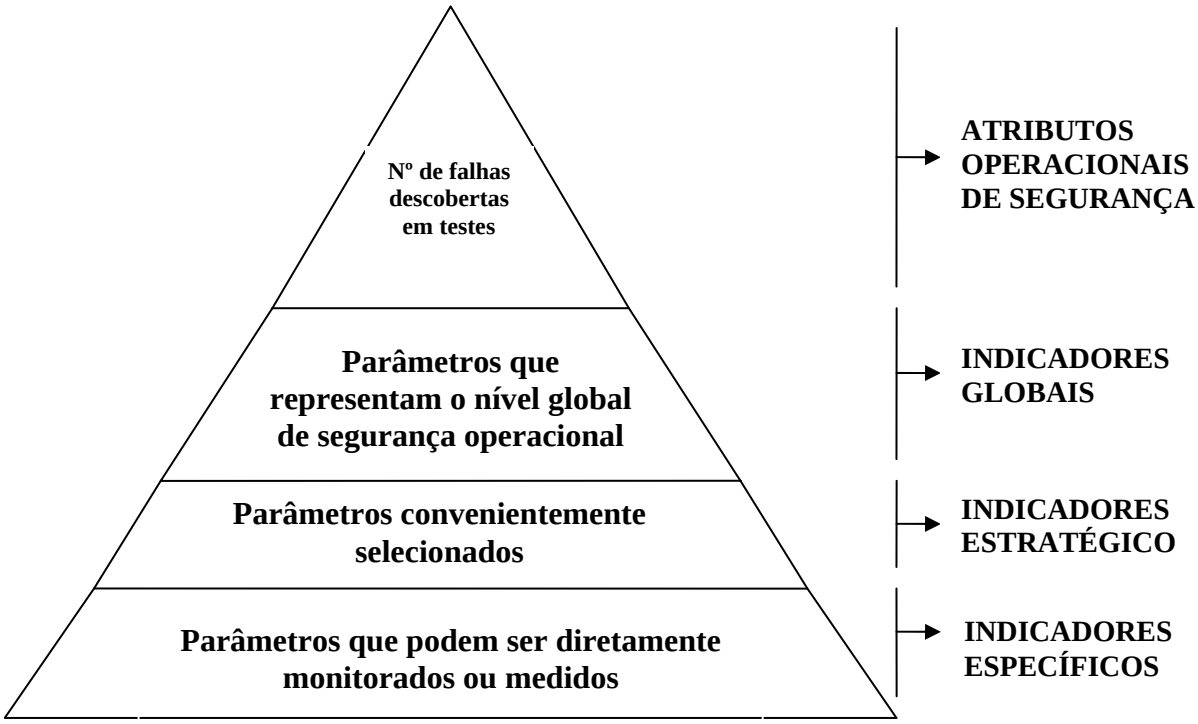


Figura 2.2 – Uma abordagem para estabelecer indicadores operacionais de performance de segurança

Definindo-se os atributos chaves, é necessário determinar os principais elementos associados com a operação segura da instalação. Três importantes aspectos foram levados em conta, operação da instalação em condições normais, em condições de emergência, e a atitude do pessoal da instalação com relação a segurança. Baseando-se nestas premissas foram então selecionados três elementos chaves para instalações que operam com segurança:

- Instalação **Opera sem Contra-tempos**
- Instalação **Opera com Baixo Risco**
- Instalação **Opera com Atitude Positiva**

Como estes atributos são subjetivos e não podem ser diretamente medidos, uma estrutura foi desenvolvida com a finalidade de facilitar a quantificação e também estabelecer indicadores de medida direta (Figura. 2.3).

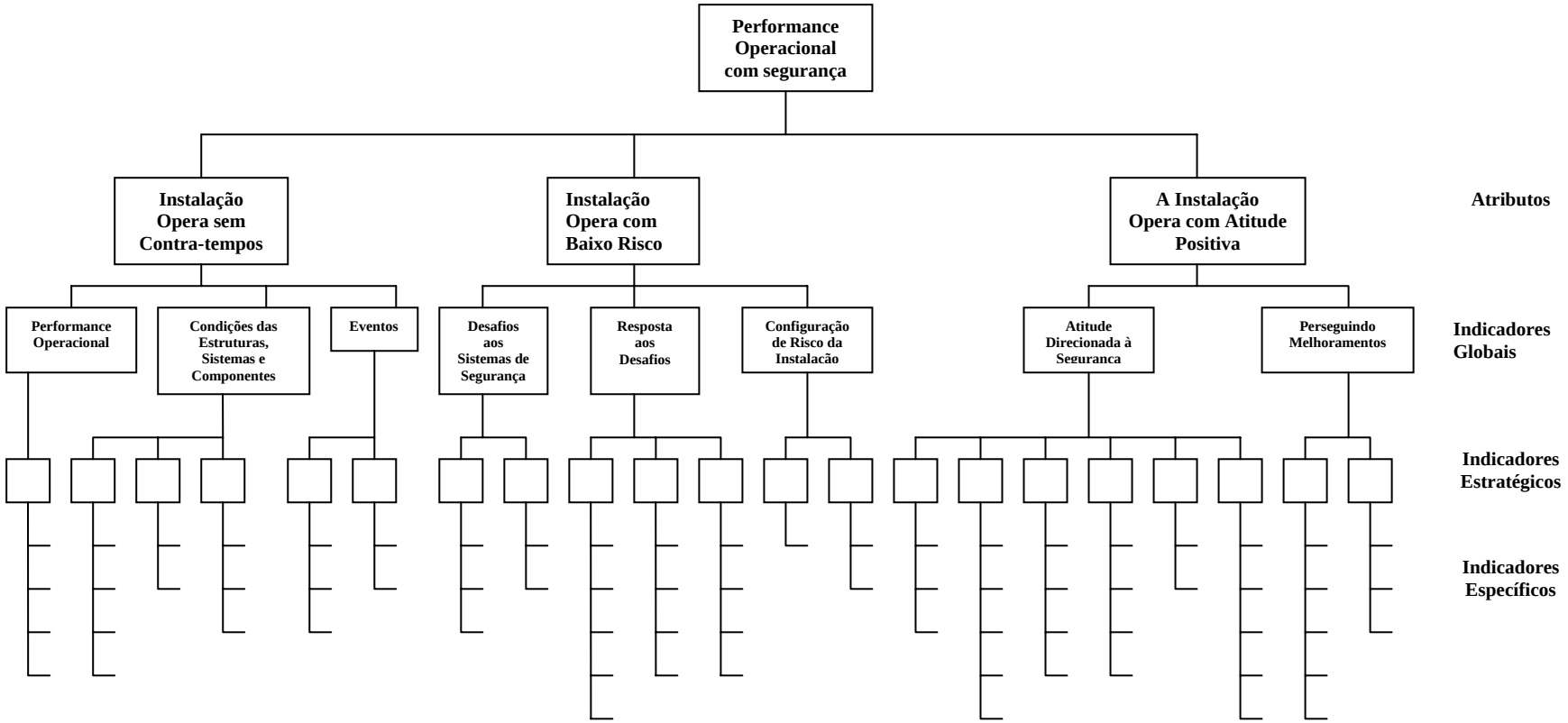


Figura 2.3 – Estrutura para estabelecer indicadores operacionais de performance de segurança

Neste capítulo tomaremos como exemplo de indicadores de medida direta os indicadores da World Association of Nuclear Operators (WANO). Como estes indicadores vêm sendo utilizados por um longo tempo pelas usinas nucleares com sucesso, optou-se por descrevê-los em detalhes através de exemplos numéricos. Cabe também mencionar que embora alguns deles não estejam diretamente relacionas com a segurança do processo, são muito importantes dentro de todo o contexto operacional Como por exemplo, o indicador relativo à capacidade da unidade que está diretamente relacionado com a produção, pode também indicar que determinadas quedas em produção estão de alguma forma acontecendo devido a problemas em sistemas de segurança.

Estes indicadores têm como base a conservação das principais barreiras como o próprio combustível do núcleo do reator, para o qual, o controle de sua queima fornece indicativos de sua integridade. Esta integridade garante que no caso de uma liberação de produtos radioativos para o meio ambiente não acarrete em concentrações de iodo acima de limites nocivos à saúde humana.

O indicador químico, por exemplo, garante que elementos químicos que provocam corrosão estejam abaixo de limites permitidos evitando desta maneira um processo de corrosão acentuado no sistema secundário e em conseqüência a integridade da interface entre os sistemas primário e secundário que são os tubos dos geradores de vapor.

O indicador relacionado aos sistemas de segurança garante o controle do resfriamento do núcleo e em conseqüência a integridades das barreiras.

Os indicadores de Dose Coletiva e o de Taxa de Acidentes Industriais estão diretamente relacionados com o ser humano em decorrência de liberação de produtos radioativos e/ou doses de radiação acima de limites permitidos assim como as condições físicas do local de trabalho e de equipamentos de proteção individual (EPI).

Os seguintes indicadores de desempenho da WANO serão descritos abaixo:

- Fator de Capacidade da Unidade
- Fator de Perda de Capacidade não Planejada
- Desarme Automático Não Planejado Por 7000 Horas com o Reator Crítico
- Desempenho dos Sistemas de Segurança (com base nos componentes)
- Desempenho dos Sistemas de Segurança (com base nos trens)
- Indicador de Confiabilidade do Combustível

- Dose Coletiva
- Taxa de Acidentes de Segurança Industrial

2.3. Estrutura hierárquica para indicadores de performance operacionais de segurança

Usando os atributos como ponto de partida para o desenvolvimento de indicadores, identifica-se um conjunto de indicadores operacionais de segurança. Para cada atributo, são criados indicadores de caráter geral. Associado a cada indicador de caráter geral, são desenvolvidos indicadores estratégicos.

Finalmente, para cada indicador estratégico são desenvolvidos indicadores específicos, a maioria dos quais já estão sendo utilizados na indústria em geral. Os indicadores vão sendo desenvolvidos paulatinamente em cada nível de tal forma a assegurar que todos os aspectos relevantes relacionados com a segurança para cada atributo foram de alguma maneira cobertos.

Os indicadores principais em geral são visualizados de modo a garantir todos os importantes aspectos relevantes à performance de segurança. Os indicadores estratégicos são desenvolvidos de tal maneira a servir de ponte entre os indicadores de caráter geral e os específicos. Os indicares específicos de uma instalação são desenvolvidos para serem quantificáveis. Eles são escolhidos para identificar o mais rápido possível o declínio na performance ou problemas em determinadas áreas. Isto possibilita que a gerência após investigação encontre ações corretivas evitando futuras degradações da performance operacional.

O documento IAEA (2000) em sua concepção original não teve a intenção de propor uma consolidação dos indicadores de baixo nível (indicadores específicos) com os indicadores de alto nível (estratégicos e de caráter geral). A intenção foi a de utilizar a quantificação dos indicadores específicos para analisar a tendência da performance relativa às metas previamente estabelecidas pela gerência da instalação. Evidencia do declínio de performance seria então utilizada para desenvolver uma indicação qualitativa da performance com relação aos indicadores de alto nível.

O item seguinte descreverá para cada atributo, a relação entre o indicador de caráter geral e o específico fornecendo, sempre que possível, exemplos de indicadores específicos. Os indicadores escolhidos são considerados os parâmetros mais adequados

para monitorar os atributos de segurança, portanto é importante que cada instalação industrial determine seus próprios atributos.

2.3.1 A instalação opera sem contratempos

A Figura 2.4 mostra todos os indicadores escolhidos para mostrar que a instalação está operando sem contratempos. Estes indicadores estão relacionados com a *"performance operacional", "estado das ESC (Estruturas, Sistema e Componentes)", e "eventos ocorridos"*.

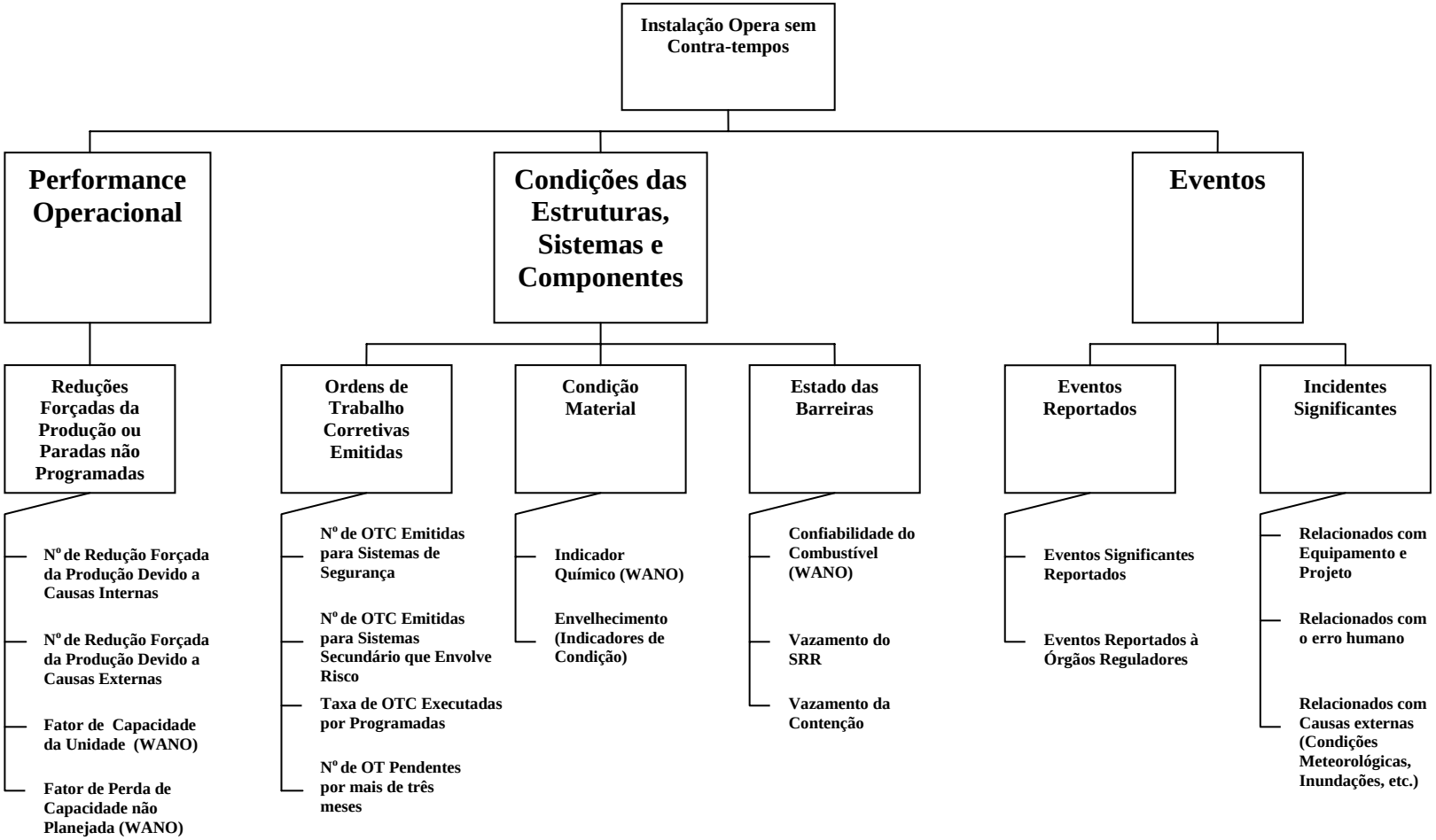


Figura 2.4 – Indicadores para Instalação Operando sem Contratempos

2.3.1.1 Indicador de Caráter Global: Performance Operacional

A primeira forma de se evitar acidentes é nortear a instalação no sentindo de operar com alta qualidade e com desvios operacionais esporádicos com relação ao seu estado normal de operação. Os Sistemas Operacionais são diretamente responsáveis pela produção da instalação. Os estados operacionais dentro de uma normalidade não colocam em perigo a instalação garantindo sua segurança conforme projetada.

Os distúrbios de uma instalação são causados predominantemente por falhas em equipamentos nos processos ou nos sistemas de automação e por erros em manutenção, operação e testes. Os desafios normalmente são corrigidos pela antecipação das ocorrências anormais e atuação dos sistemas operacionais.

Um indicador estratégico é definido aqui para monitorar apropriadamente esta área como descrito no item seguinte.

2.3.1.1.1 Indicador Estratégico: Reduções Forçadas da Produção ou Paradas não Programadas

Os indicadores específicos de redução forçada da produção ou de paradas não programadas medem em porcentagem pré-definida ou de uma outra forma a evolução dos parâmetros monitorados.

Qualquer produção a um nível menor que o planejado é considerado como uma redução da produção. Cada instalação deve determinar para efeito de medição o nível mínimo a ser considerado.

Algumas reduções podem ser causadas por condições que acontecem independente da gerência da instalação. Um indicador ideal deverá levar isto em consideração.

Quatro exemplos de indicadores são sugeridos pela IAEA (2000) para esclarecimento.

- **Indicador específico:** Número de reduções forçadas da produção não programadas ou paradas devido a causas internas.

O número de reduções forçadas da produção não programadas ou paradas devido a causas internas reflete a qualidade da operação e manutenção da instalação, e está

diretamente ligada a habilidade em se manter a confiabilidade dos sistemas, componentes e operar a instalação dentro de seus limites de projeto.

- **Indicador específico:** Número de reduções forçadas da produção não programadas ou paradas devido a causas externas.

A instabilidade do suprimento de energia ou mesmo a sua falha provocam a queda da produção e é uma causa externa que não depende do controle da gerência. Uma categorização detalhada e mais específica da redução ou parada não planejada da instalação com relação às causas, fornecem mais informações a respeito das possíveis ações a serem tomadas.

- **Indicador específico:** Fator de capacidade da unidade (indicador de performance da WANO). A forma de calcular e um exemplo numérico deste indicador estão detalhados no Apêndice A item 1.0.
- **Indicador específico:** Fator perda de capacidade não planejada (indicador de performance da WANO). A forma de calcular e um exemplo numérico deste indicador estão detalhados no Apêndice A item 2.0.

2.3.1.2 Indicador de Caráter Global: Estado das Estruturas, Sistema e Componentes (ESC).

O pessoal de manutenção e operação são os responsáveis por assegurar a operabilidade das estruturas, sistemas e componentes da instalação.

A detecção e a correção de deficiências deve fazer parte das atividades diárias de qualquer instalação industrial. O objetivo do programa de manutenção é conservar a confiabilidade inerente, disponibilidade, e segurança das estruturas, sistemas e componentes da instalação, restaurando-as quando elas estiverem degradadas. Dentro das atividades mencionadas, incluem-se manutenções preventivas, preditiva, e corretiva, bem como testes pós-manutenção e todas as atividades associadas com os sistemas fora de serviço de tal maneira a torná-los operáveis e melhorar a performance da instalação e ao mesmo tempo da segurança.

As medidas das condições das estruturas, sistemas e componentes refletem a contribuição dos programas de manutenção para manter a confiabilidade e a performance da instalação. Além disso, um controle adequado dos parâmetros químicos da instalação

irá assegurar um ciclo de vida dos equipamentos relacionados com a segurança em concordância com o projeto da instalação.

Três indicadores estratégicos relacionados com este indicador geral são definidos pela IAEA (2000): “ordens de trabalho corretivas emitidas”, “Condição material”, e “condições das barreiras”.

2.3.1.2.1 Indicador Estratégico: Ordens de Trabalho Corretivas Emitidas

A ordem de trabalho corretiva da manutenção é um pacote de trabalho utilizado para direcionar e documentar as atividades de manutenção. Usualmente uma ordem de trabalho da manutenção é emitida para investigar a causa do problema e corrigi-la ou fazer pequenas modificações. Um grande número de manutenções corretivas pode refletir potenciais problemas de confiabilidade, ou, também deficiências no processo de manutenção.

Quatro indicadores específicos foram propostos:

- **Indicador específico:** Número de ordens de trabalho corretivas emitidas para os sistemas de segurança.

Um alto número de ordens de trabalho emitidas para os sistemas de segurança ou a eles relacionados significa claramente uma deterioração da confiabilidade destes sistemas.

- **Indicador específico:** Número de ordens de trabalho emitidas para sistemas secundários que envolvem risco

Alguns sistemas secundários são indiretamente relacionados à segurança ou envolvem risco no sentido de que deficiências em suas performances podem não somente levar a retirada de serviço da instalação como também provocar transitórios operacionais e comprometê-la em responder aos distúrbios. Portanto este indicador fornece uma medida da deterioração dos sistemas secundários que envolvem risco. Cada instalação deve decidir quais sistemas devem ser incluídos para fazer parte deste indicador.

- **Indicador específico:** Taxa das ordens de trabalho corretivas executadas para ordens de trabalho corretivas programadas.

Um alto número neste indicador mostra a efetividade do programa de manutenção e dá uma maior certeza que os equipamentos estão sendo adequadamente mantidos.

- **Indicador específico:** Número de ordens de trabalho pendentes por mais de três meses.

Um alto número neste indicador indica a ineficiência do programa manutenção e fornece uma indicação de que os equipamentos não estão sendo adequadamente mantidos.

2.3.1.2.2 Indicador Estratégico: Condição Material

Um controle químico adequado da instalação e de seu processo de envelhecimento irá assegurar um ciclo de vida dos equipamentos de acordo com o projetado.

Dois exemplos de indicadores deste tipo foram propostos:

- **Indicador específico**: Indicador químico (indicador de performance da WANO).

A forma de calcular e um exemplo numérico deste indicador estão detalhados no Apêndice A item 3.0.

- **Indicador específico:** Indicadores relacionados com o processo de envelhecimento (indicadores de condição).

Encontrar indicadores do processo de envelhecimento específicos para uma instalação é uma tarefa difícil. Cada instalação que decidir implementar indicadores deste tipo, terá que defini-los baseados em aproximações advindas de diagnósticos relacionados às condições das estruturas, sistemas e componentes. Exemplos deste tipo de indicadores são mostrados no item 5.3 Contabilização de Transitórios no capítulo 5.

2.3.1.2.3 Indicador Estratégico: Estado das barreiras

A defesa em profundidade é um dos princípios básicos para qualquer instalação que envolva segurança. Para evitar contaminação ao meio ambiente e ao público em geral, as fontes de risco necessitam serem isoladas por sucessivas barreiras. Portanto é de vital importância estabelecer indicadores de modo a monitorar as condições destas barreiras.

Três exemplos de indicadores específicos são propostos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Confiabilidade do combustível (WANO).

Em uma usina nuclear este indicador é de suma importância tendo em vista que ele mede o estado da primeira barreira, ou seja, o revestimento do combustível o qual é desafiado quando uma excessiva geração de calor no combustível ocorrer. Além disso o controle de liberação de iodo também é importante ser controlado como forma de garantir que a tiróide não seja afetada. A forma de calcular e um exemplo numérico deste indicador estão detalhados no Apêndice A item 4.0. Além do indicador acima, é importante mencionar o item 5.2.1 Integridade do Revestimento do Combustível no capítulo 5.

- **Indicador específico:** Vazamentos do sistema primário.

O Sistema de Refrigeração do Reator tem a qualidade da água de refrigeração do núcleo rigorosamente controlada evitando desta maneira corrosão do SRR, porém existem dois pontos neste sistema os quais são considerados mais vulneráveis, ou seja, os selos das Bombas de Refrigeração do Reator e os tubos dos Geradores de Vapor. Estes indicadores serão detalhadamente discutidos no capítulo 5, itens 5.2.2.1Integridade dos Selos das BRR's e 5.2.2.2 Preservação e Controle do Estado dos Tubos dos Geradores de Vapor, quando utilizaremos resultados da análise de dez anos de operação para a usina de Angra 1.

- **Indicador específico:** Vazamentos da contenção.

Este indicador está relacionado com estado da última barreira para o meio ambiente no caso de falhas nas duas primeiras acima mencionadas. Este indicador será analisado no capítulo 5, item 5.2.3 Integridade da Contenção, através do cálculo da taxa de vazamentos em diversas penetrações da contenção "Local Leakage Rate Test" (LLRT).

2.3.1.3 Indicador de Caráter Geral: Eventos

Cada evento ocorrido em uma instalação é um indicador de alguma deficiência a ser investigada. Há vários tipos de eventos os quais causam diferentes naturezas e níveis de impactos na segurança.. Alguns eventos podem desafiar múltiplos sistemas da instalação e causar distúrbios os quais podem ser facilmente mitigados. O efeito de um evento para a segurança pode ser mínimo (ex. a queima de um fusível sem conseqüências para a instalação) ou significativo, com, por exemplo, a falha por completo de um sistema.

Incêndios embora tenham alta significância, não foram levados em conta para acompanhamento diário. A quantidade de eventos deste tipo é ínfima para instalações industriais. Contudo, há incêndios aparentemente de pouca relevância que, se monitorados, podem fornecer uma indicação em tempo hábil de possíveis problemas de segurança relacionados a esta área. Portanto cada instalação deverá decidir o acompanhamento de tais indicadores. Exemplos destes tipos de indicadores são mostrados no item 5.5 Experiência Operacional Interna no capítulo 5.

Dois indicadores estratégicos estão definidos, ou seja, "eventos significantes reportados" e "Incidentes significantes".

2.3.1.3.1 Indicador Estratégico: Eventos Reportados

A intenção deste indicador estratégico é monitorar aqueles eventos que são considerados de alta relevância para a segurança, principalmente eventos que seriam de interesse para qualquer indústria ou organização, tais como órgãos reguladores etc.

Dois exemplos de indicadores específicos são propostos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Eventos significantes reportados.

Os critérios para selecionar estes indicadores poderiam ser critérios estabelecidos por órgão reguladores, relacionados ao homem e ao meio ambiente, e às bases de projeto da instalação.

- **Indicador específico:** Eventos reportados aos órgãos reguladores.

Este indicador será definido de acordo com os órgãos reguladores de cada País.

2.3.1.3.2 Indicador Estratégico: Incidentes Significantes

A intenção deste indicador é de levar em conta os eventos que embora não sejam reportados para órgãos externos, são importantes quanto aos critérios de seleção estabelecidos pela própria instalação.

Três exemplos de indicadores são propostos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Relacionados com equipamentos e projeto.
- **Indicador específico:** Relacionados com o erro humano.
- **Indicador específico:**Relacionados com causas externas (ex. condições meteorológicas, inundações, etc.).

Estes indicadores devem ser definidos de acordo com os critérios específicos de cada planta. Um exemplo de tais indicadores e respectivas análises será reportado no capítulo 5.

2.3.2 A instalação opera com baixo risco

Estes indicadores estão relacionados com risco global da instalação e poderão ser monitorados usando-se aproximação determinística ou probabilística (Figura 2.5). Como estas aproximações não são mutuamente exclusivas, mas complementares, estes indicadores levarão em conta ambos.

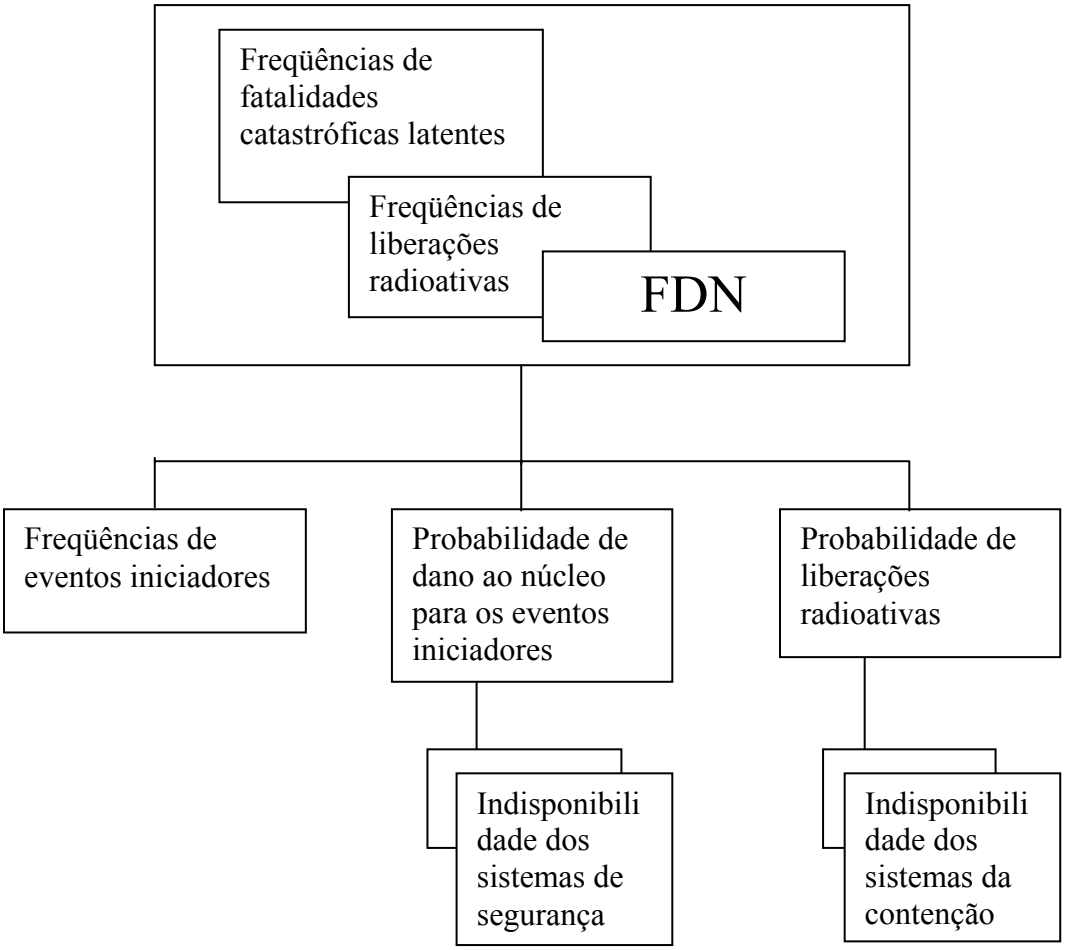


Figura 2.5 – A instalação opera com baixo risco (aproximação probabilística)

2.3.2.1 Aproximação Determinística

De acordo com a IAEA (2000), este atributo de segurança "instalação opera com baixo risco" pode ser monitorado por três indicadores de caráter geral: "desafios aos sistemas de segurança", "resposta da instalação as ameaças", "configurações de risco da instalação". A Figura 2.6 mostra maiores detalhes.

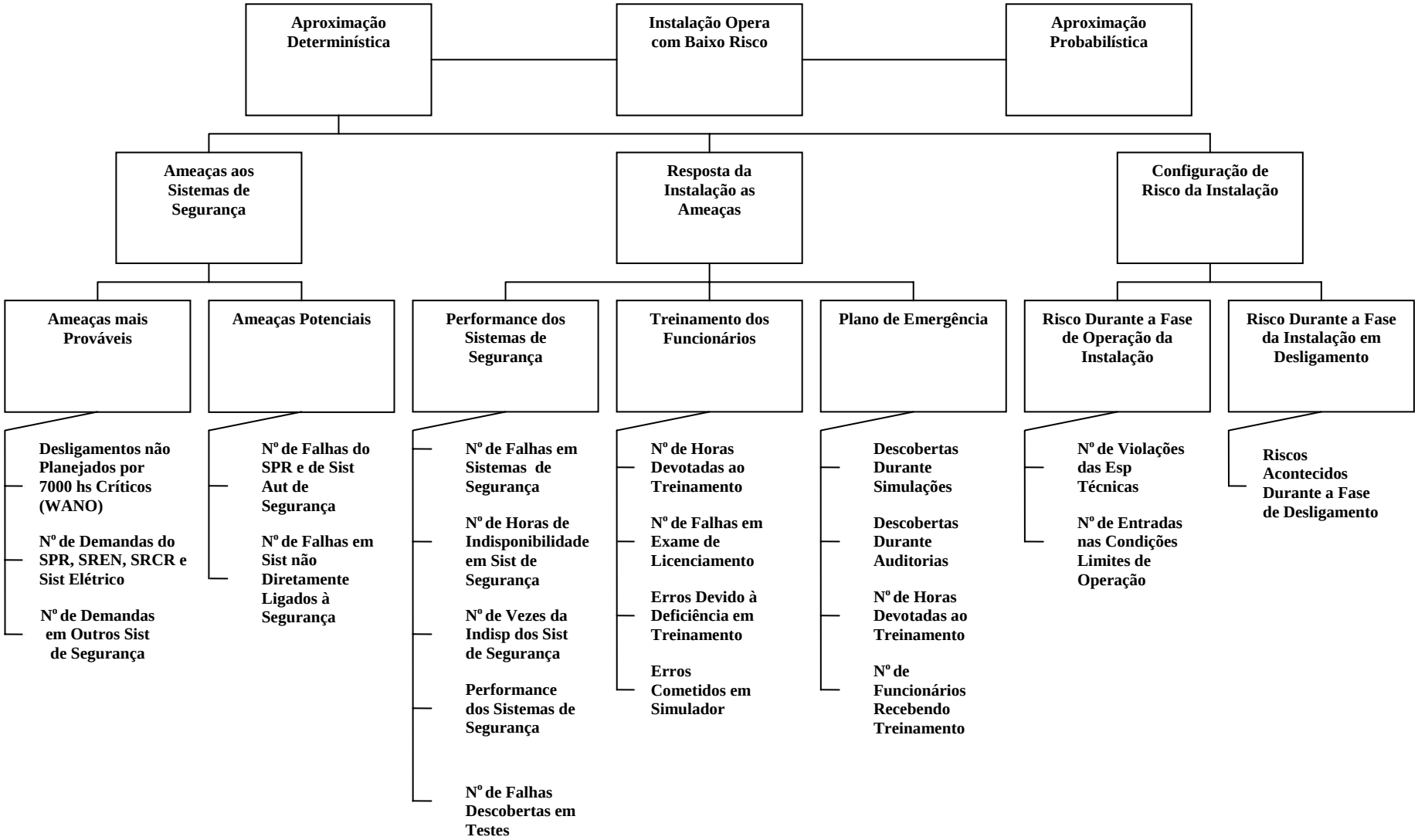


Figura 2.6 – A Instalação Opera com Baixo Risco

2.3.2.1.1 Indicador de Caráter Global: Ameaças aos Sistemas de Segurança

Um valor baixo deste indicador denota a baixa probabilidade de ocorrer transitórios e/ou acidentes devido ao reduzido número de eventos iniciadores.

De modo a produzir um indicador que tenha um propósito e um significado bem definido, cada instalação deve decidir qual o grupo de ameaças aos sistemas que tenham uma clara definição do limite de segurança envolvido.

Dois indicadores estratégicos são propostos pela IAEA (2000): "ameaças mais prováveis" e "ameaças potenciais":

2.3.2.1.1.1 Indicador Estratégico: Ameaças mais Prováveis

Os seguintes exemplos de indicadores específicos foram propostos:

- **Indicador específico:** Desligamentos não Planejados por 7000 horas Críticos (indicador de performance da WANO). A forma de calcular e um exemplo numérico deste indicador estão detalhados no Apêndice A item 5.0.

- **Indicador específico:** Número de Demandas do Sistema de Proteção do Reator, Sistema de Refrigeração de Emergência do Núcleo, Sistema de Remoção de Calor Residual e Sistema Elétrico de Emergência.

Ele dá uma indicação direta do número de desafios aos sistemas que suportam o controle de reatividade do reator, desafios aos sistemas que controlam o inventário de água de resfriamento do reator, funções que garantem o completo resfriamento do reator e desafios aos sistemas de alimentação elétrica de emergência.

- **Indicador específico:** Número de Demandas em outros sistemas de segurança.

Ele dá uma indicação direta do número de ameaças aos outros sistemas de segurança. Todas as atuações são levadas em conta inclusive as espúrias. Cada instalação deve determinar que sistemas serão incluídos baseados nas taxas de risco.

2.3.2.1.1.2 Indicador Estratégico: Ameaças potenciais

Analisando os desafios mais prováveis aos sistemas de segurança, pode não ser uma medida muito útil, tendo em vista que estes sistemas atuam muito pouco. Cada vez mais as instalações estão examinando eventos de baixo nível com uma maior freqüência de modo a antever as ameaças o mais breve possível.

Os indicadores propostos monitoram eventos de baixo nível que podem, em princípio, aparentemente não serem importantes desde que eles não mostrem diretamente ameaças significantes à instalação. Contudo, eles podem antecipar futuras ameaças que possam porventura vir a ocorrer, isto mostra que as suas contribuições para o risco não são desprezíveis. É importante mencionar que o número acentuado de quase eventos que ocorre com freqüência em uma instalação poderia ser incluído como um exemplo de indicador específico na área de ameaças mais prováveis. Contudo, a dificuldade de fornecer uma definição não ambígua do que viria a ser considerado como quase evento deve ser reconhecida.

- **Indicador específico:** Número de Falhas do Sistema de Proteção do Reator e de Sistemas Automáticos de Segurança.

Este indicador é uma medida indireta de monitorar o número de desligamentos espúrios da instalação bem como as atuações espúrias dos sistemas de segurança. Devido ao fato que o número de desligamentos é normalmente muito baixo, contar o número de falhas do SPR e do Sistema de Refrigeração de Emergência do Núcleo ocorridas durante os testes e operação normal, pode ser uma indicação muito útil para detectar deficiências as quais poderiam acarretar em desligamentos futuros.

- **Indicador específico:** Número de Falhas em Sistemas não Diretamente Ligados à Segurança

Este indicador é outra forma indireta de monitorar o número de desligamentos. Devido ao fato que normalmente o número de desligamentos é muito baixo, levando-se em conta este tipo de precursores (Número de Falhas em Sistemas não Diretamente Ligados à Segurança durante testes e operação normal) pode ser uma indicação muito útil para detectar deficiências as quais poderiam acarretar em desligamentos futuros. Cada instalação deverá levar em conta quais sistemas considerar baseada na taxa de risco que cada sistema contribui para os desligamentos.

2.3.2.1.2 Indicador de Caráter Global: Resposta da Instalação as Ameaças

Quando uma ameaça à instalação ocorre, deverá ocorrer uma reação de tal maneira a evitar qualquer dano aos equipamentos ou sistemas, e na ocorrência do dano, as conseqüências deverão ser mitigadas para evitar liberações para o meio ambiente. Além disso, na ocorrência de liberações, providencias deverão ser tomadas para proteger a saúde e a segurança do público em geral e o meio ambiente.

Três indicadores estratégicos são propostos como exemplo pela IAEA (2000): "performance dos sistemas de segurança", "treinamento dos funcionários" e "plano de emergência".

2.3.2.1.2.1 Indicador Estratégico: Performance dos Sistemas de Segurança

A performance dos sistemas de segurança é obviamente vital para a segurança de qualquer instalação. As indisponibilidades de tais sistemas podem surgir de diferentes maneiras como as abaixo citadas:

- Indisponibilidade durante testes de performance;
- Indisponibilidade de performance durante manutenção;
- Indisponibilidade devido a erro humano durante testes de performance ou atividades de manutenção (por exemplo, equipamentos deixados fora de alinhamento normal de operação);
- Indisponibilidade devido a falhas de equipamentos.

De modo a criar indicadores que sejam representativos, cada instalação deve levar em conta um grupo de sistemas significativos para a segurança, ou seja, não só considerar os componentes como também redundâncias, independências e diversidades.

Cinco exemplos de indicadores específicos são propostos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Número de falhas em Sistemas de Segurança.

Este indicador fornece uma indicação da confiabilidade dos sistemas de segurança.

- **Indicador específico:** Número de horas de indisponibilidade em um Sistema de Segurança.

Ele dá uma indicação global da prontidão com que os sistemas de segurança encontram-se em espera para responderem as ameaças da instalação. É desejável que cada sistema de segurança seja monitorado com o seu próprio indicador. De modo a tornar a medida mais mensurável, as horas de indisponibilidade por trem devem ser monitoradas. Adicionalmente, cada instalação pode considerar subdivisões deste indicador baseadas em causas raízes da indisponibilidade. Por indisponibilidade, entende-se que o trem está fora de serviço e incapaz de cumprir com a sua função de segurança.

- **Indicador específico:** Número de ocorrências de indisponibilidade dos sistemas de segurança.

Este indicador está relacionado ao anterior, mas ele leva em conta o número de vezes em que um sistema de segurança esteve indisponível. A razão para a separação é que instalações que fazem mais atividades de manutenção têm uma maior probabilidade de deixar os equipamentos fora de alinhamento normal de operação.

Indicador específico: Performance dos sistemas de segurança (indicador de performance da WANO). A forma de calcular e um exemplo numérico deste indicador estão detalhados no Apêndice A item 6.0.

- **Indicador específico:** Número de falhas descobertas em testes.

Este indicador fornece a medida da efetividade do programa da instalação em identificar problemas em equipamentos antes que eles venham a ter que atuar em uma situação real.

2.3.2.1.2.2 Indicador Estratégico: Treinamento dos Funcionários

As atuações dos operadores durante uma situação anormal podem exacerbar a progressão de um acidente. Portanto, indicadores nesta área podem detectar deficiências antes que os problemas apareçam. É difícil definir indicadores nesta área devido a sua natureza intangível.

Quatro exemplos de indicadores específicos são propostos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Número de horas devotadas ao treinamento.

Este indicador refere-se geralmente ao treinamento de operadores de sala de controle e de manutenção que, em um transitório durante operação, devem responder pelas ameaças que aparecem durante o evento. Este indicador deve ser um valor absoluto (ex. horas por ano) ou a taxa entre horas de treinamento e horas trabalhadas. Cada instalação deverá determinar qual seria o pessoal do staff envolvido que deveria ser levado em conta em termos de treinamento.

- **Indicador específico:** Número de falhas em exames de licenciamento.

Este indicador é a medida da qualidade do treinamento e do processo de seleção de um funcionário.

- **Indicador específico:** Erros devido à deficiência em treinamento.

Este indicador reflete a qualidade do treinamento recebido de tal maneira que eles possam suplantar os desafios operacionais encontrados durante operação.

- **Indicador específico:** Erros cometidos em simulador.

Este indicador requer um banco de dados com todas as informações referente ao treinamento em simulador. Ele é uma medida da presteza com que os operadores respondem a variedade de situações anormais e de emergências.

2.3.2.1.2.3 Indicador Estratégico: Plano de emergência

Gerenciamento de emergência é a última barreira para proteger o público contra liberações de produtos que venham a contaminar o meio ambiente. Portanto, o nível com que o plano de emergência da instalação lida com a situação de emergência também prove uma medida da sua habilidade em responder aos desafios.

São propostos quatro exemplos de indicadores específicos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Deficiências descobertas durante simulações.
- **Indicador específico:** Deficiências descobertas durante auditorias.

- **Indicador específico:** Número de horas devotadas ao treinamento do plano.
- **Indicador específico:** Número de funcionários recebendo treinamento do plano.

2.3.2.1.3 Indicador de Caráter Global: Configuração de Risco da Instalação

As configurações de operação da instalação mudam devido as atividades planejadas ou não planejadas da manutenção ou as situações operacionais. O risco associado as diferentes configurações da instalação pode ser muito alto, portanto é importante estabelecer um meio de monitorar este parâmetro.

2.3.2.1.3.1 Indicador Estratégico: Risco Durante a Fase de Operação da Instalação

A maneira mais adequada de monitorar o risco durante a operação da fase produtiva é a implementação de um monitor de risco baseado em estudos de Análise Probabilística de Segurança (APS), contudo esta ferramenta ainda não tem largo uso na maioria das instalações industriais.

Mesmo que não esteja disponível um estudo de APS e que exista um monitor de risco é necessário encontrar indicadores baseados em aproximações determinísticas ou engenharia durante a operação da instalação.

São propostos os seguintes exemplos de indicadores específicos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Número de violações das especificações técnicas.

Este indicador também foi proposto em outro item para monitorar o nível de aderência aos procedimentos, regras e requerimentos de licenciamento (ver item 3.3.1).

- **Indicador específico:** Número de entradas em Condições Limites de Operação (LCO).

2.3.2.1.3.2 Indicador Estratégico: Risco durante a fase da instalação em desligamento.

Durante a fase de desligamento um grande número de atividades tem lugar e a combinação de vários sistemas fora de serviço pode levar a um alto risco devido a configuração da instalação. Um indicador do nível de risco durante este estado operacional irá promover uma consciência durante o desligamento e evitar trabalhos por longo tempo em condições em que a instalação esteja com uma configuração de alto risco.

- **Indicador específico:** Riscos acontecidos durante a fase de desligamentos.

Baseado no conceito de defesa em profundidade (ex. Ameaças às funções de segurança, requisitos de especificações técnicas, critério de falha única etc.) a medida do risco associado com a configuração pode ser obtida.

No quinto capítulo (Condições Limites de Operação), é mostrado um exemplo mais detalhado de tal indicador.

2.3.2.2 Abordagem Probabilística

A abordagem probabilistística pode ser quantificada quando a instalação estiver em operação, como é o caso em instalações nucleares, em que é estimada a freqüência de dano ao núcleo no estudo de APS, Estas medidas podem ser obtidas em diferentes níveis e podem ser utilizadas como indicadores baseados em risco.

A APS é uma abordagem compreensiva e estruturada para identificar cenários de falhas. Este metodologia inclui ferramentas matemáticas para determinar o risco numérico estimado. É largamente reconhecido que APS é uma ferramenta muito potente para avaliar o risco associado durante a operação de uma instalação, seja ela, nuclear ou não. APSs específicos têm sido desenvolvidos para a maioria das plantas nucleares.

No transcorrer dos anos, melhoramentos significativos em programas computacionais e hardware têm reduzido o tempo necessário para re-quantificar um APS de horas em alguns minutos. Este aumento de capacidade tem aberto oportunidades para que se tenha um APS “on-line” para rapidamente re-calcular o risco associado às diversas configurações de uma instalação durante seu estágio produtivo,

fornecendo portanto uma avaliação quantitativa do impacto das atividades planejadas ou não (ex. manutenção, testes, etc).

Monitores de risco têm sido desenvolvidos e estão atualmente em uso, os quais fornecem com antecedência um perfil de risco a ser utilizado pelo setor de planejamento bem como a evolução do nível de risco para ser utilizado como indicador de performance.

Dado o valor dos modelos de APS em utilização e a informação que pode ser extraída para avaliação, monitoração e comunicação do estado de segurança da instalação, é importante identificar o tipo de indicadores que podem ser extraídos do APS os quais são mais apropriados para os diferentes usos e necessidades da gerência e do pessoal do staff.

Os indicadores propostos neste item são consistentes com os indicadores de performance apresentados na abordagem determinística.

2.3.2.2.1 Formulação do Problema para se Obter Indicadores

Indicadores para monitorar a performance do nível de segurança de uma instalação podem ser desenvolvidos por um número variado de razões, ou seja, para apresentar o estado de sua segurança, ou para mostrar mudanças no estado operacional e na sua resposta.

A apresentação do estado operacional é uma ferramenta valiosa para o gerenciamento e também para o órgão regulador. Mostrando as mudanças devido as condições operacionais suportando a decisão da gerência em procurar manter o nível de segurança adequado.

2.3.2.2.2 Indicadores

A Figura 2.5 mostrou a estrutura proposta para os indicadores baseadas na APS. A principal diferença consiste em que a APS é uma ferramenta que permite a quantificação dos indicadores propostos em todos os níveis. Isto significa que cálculos numéricos podem ser obtidos para todos os indicadores baseados em risco.

2.3.2.2.3 Indicador Global: Risco da Instalação

Este indicador considera o risco total com relação à operação da instalação. Este risco pode ser medido de imediato fazendo-se o APS específico. Dependendo do escopo do APS, este atributo pode ser medido em termos de risco individual, risco populacional, freqüências de categorias de liberações ou para uma instalação nuclear, a Freqüência de Dano ao Núcleo (FDN). Se o objetivo do APS é avaliar e monitorar periodicamente o estado de segurança de uma planta nuclear, o atributo mais comumente utilizado seria a FDN. Dado a estrutura lógica de um estudo de APS, contribuintes específicos para a FDN os quais seriam os indicadores explicitamente mais importantes poderiam ser identificados e usados com o propósito de monitoração. Estes indicadores (por exemplo: freqüência de eventos iniciadores, indisponibilidade de sistemas de segurança etc.) estão exemplificados nos itens abaixo.

2.3.2.2.4 Indicadores de Segundo Nível

Os principais contribuintes para a FDN, os quais são individualmente importantes e servem para serem individualmente monitorados, são as freqüências de eventos iniciadores (EIs) e indicadores da instalação que respondem aos eventos ocorridos.

2.3.2.2.4.1 Freqüência de Eventos Iniciadores

Para cada seqüência de acidente contribuindo para o dano ao núcleo ou ao principal parâmetro da instalação em estudo, o resultado deste estudo é a combinação da freqüência do evento iniciador (EI) e a probabilidade de dano ao núcleo ou da instalação em estudo, dado que o evento iniciador tenha ocorrido. Portanto o evento iniciador é a chave para a avaliação do risco.

A principal característica de um projeto é levar em conta as características preventivas do risco. Mantendo estas características consistentes com o projeto original, contribuí-se significativamente para manter as ameaças em níveis aceitáveis.

Freqüentemente aparecem situações nas quais o pessoal inadvertidamente e de maneira significativa afetam os EIs, porque ocorrem influências de disponibilidade e /ou performance de sistemas que não estão diretamente associados à segurança. EIs podem ser influenciados de diversas formas, por exemplo por não recolocar em serviço sistemas que não estão diretamente ligados à segurança, por atividades de manutenção em sistemas ou componentes, por testes; por modificações da configuração da planta, por modificações de projeto ou por erros de operadores.

A FDN ou do principal parâmetro de uma instalação não fornece uma informação balanceada entre a freqüência de EI ou da sua capacidade em fazer frente aos eventos. Pela monitoração somente da FDN ou de um parâmetro importante, o aumento de uma freqüência de um EI pode ser mascarado por se assumir uma alta capacidade da instalação e de seus operadores em responder aos eventos ocorridos e com isto evitar um alto risco. Portanto, é necessário monitorar as freqüências de EI como também fazendo parte de um dos seus indicadores.

Um indicador um pouco mais grosseiro e mais direto seria o "o número de atuações de seu principal sistema de proteção e das atuações de seus sistemas de segurança". Embora estes sejam parâmetros importantes a serem monitorados, eles não fornecem uma monitoração apropriada das freqüências de EI.

Uma estratégia mais apropriada é monitorar as freqüências de eventos iniciadores individualmente ou por grupos (ex: perda de potência, transientes, perda de refrigerante ou falha de tubo dos geradores de vapor para instalações nucleares). Para cada evento iniciador ou grupo de eventos, uma análise pode ser feita para determinar qual a rotina das atividades ou eventos que possam afetar tais freqüências. Em alguns casos estas análises são suportadas por "Failure Mode and Effect Analysis" ou por uma análise de árvore de falhas, em outros, a experiência operacional é usada como base do estudo. A correlação entre as atividades da instalação/eventos e as freqüências de eventos iniciadores, podem ser limitadas no começo da análise, mas tendem a melhorar com a evolução deste processo de avaliação.

A monitoração e relatórios associados às freqüências de eventos iniciadores, em conjunto com as variações diárias da FDN ou do principal parâmetro de qualquer instalação, fornecem um mais completo entendimento do risco envolvido.

2.3.2.2.4.2 Indicadores da Instalação que Respondem aos Eventos ocorridos

O estado normal de operação de uma instalação é para assegurar a produção e as atividades a ela relacionada. Pequenos distúrbios durante operação normal são normalmente resolvidos pelos seus equipamentos.

Se um evento iniciador ocorre e o estado da instalação sai fora das condições para as quais foi projetado, os equipamentos utilizados durante operação normal neste momento não seriam suficientes para evitar um acidente, neste caso a atuação dos equipamentos de segurança seria necessária.

Enquanto os sistemas de segurança puderem suportar os eventos iniciadores e evitar qualquer dano, a ocorrência seria considerada um incidente. Quando por alguma razão os equipamentos não puderem enfrentar as ameaças ocasionadas pelos eventos iniciadores, a situação seria considerada um acidente.

Se um acidente ocorre e as conseqüências podem ser controladas no âmbito da instalação, tais como poluição ao meio ambiente ou mesmo doses radioativas, não afetando a população nos seus arredores, é porque a função adequada para aquela mitigação do acidente foi atuada. Se esta função não for suficiente poderia acarretar em liberações para o meio ambiente.

O principal objetivo do gerenciamento do risco é evitar um descontrole e uma acentuada liberação para o meio ambiente evitando os eventos iniciadores e mantendo uma alta confiabilidade de prevenção e mitigação de acidentes.

A capacidade da instalação em responder a um evento iniciador consiste em:

1. Responder ao incidente ou a prevenção de acidente;
2. Responder ao acidente ou a sua mitigação.

A APS de uma instalação é capaz de fornecer uma informação quantitativa em ambas as áreas pela caracterização da sua capacidade em responder por intermédio dos dois maiores indicadores: probabilidade de dano à instalação para cada evento iniciador ou a probabilidade da ocorrência de liberações.

2.3.2.2.4.2.1 Probabilidade da Instalação em responder ao Incidente

O indicador de mais alto nível da instalação em responder ao incidente é a probabilidade do dano à instalação (PDI) e a probabilidade de liberações para o meio ambiente para cada evento iniciador. Este indicador pode ser calculado pela APS, e mostrar qual seria a probabilidade de se evitar o dano da instalação para um dado evento iniciador.

O indicador PDI é mais sensitivo do que a Freqüência de Dano à Instalação (FDI) uma vez que para algumas modificações no nível de segurança o FDI poderia ser mascarado pela baixa freqüência de alguns eventos iniciadores.

As indisponibilidades das funções de segurança podem ser utilizadas como indicadores de nível intermediário. Como anteriormente mencionado, a APS pode fornecer indicadores para diferentes níveis. De acordo com o comportamento e a sensibilidade dos indicadores utilizados, a estrutura proposta poderá ser modificada e outros indicadores de nível intermediário podem ser selecionados. Para a finalidade deste trabalho, o qual tem por um dos propósitos dar uma idéia geral de indicadores baseados em APS, foi considerado que o PDI e indicadores de indisponibilidade de sistemas podem fornecer informação suficiente para determinar se os aspectos relacionados à capacidade da instalação em responder aos eventos requerem atenção ou melhoramentos.

Os indicadores de indisponibilidade de sistemas são indicadores de baixo nível. Estes indicadores podem explicar o comportamento dos indicadores de PDI.

Dependendo da informação necessária para explicar um comportamento de um indicador de alto nível, indicadores de baixo nível tais como trens ou mesmo indicadores de indisponibilidade de componentes podem ser selecionados. Contudo, de modo a criar um bom e eficiente indicador de risco baseado em sistema, o responsável pelo programa de desenvolvimento de indicadores deverá estar ciente da utilidade e dos benefícios dos diferentes indicadores de risco.

Uma importante idéia de utilizar indicadores da probabilidade da indisponibilidade de sistemas é o efeito que estas indisponibilidades têm em refletir o risco generalizado. Adicionalmente os indicadores baseados na APS fornecem informação sobre a performance esperada de tais sistemas.

O uso da importância dos cálculos para cada um dos indicadores, é uma informação muito útil; no que concerne à contribuição de diferentes fatores. Tais

cálculos são extremamente úteis para os indicadores de alto nível, onde o comportamento do indicador não é tão óbvio.

2.3.2.2.4.2.2 Probabilidade da Instalação em responder a um Acidente

A capacidade da instalação em responder aos acidentes é influenciada pela disponibilidade dos sistemas de segurança e as características passivas das bases de projeto para a última barreira levando-se me conta o conceito de defesa em profundidade. O indicador da instalação em responder aos acidentes seria a probabilidade de insucesso das funções de segurança, ou a probabilidade de ocorrerem liberações. Uma APS nível 2 seria necessária para obter tais indicadores.

O mais baixo nível destes indicadores seria o de indisponibilidade da barreira

2.3.3 A instalação opera com atitude positiva

A Figura 2.7 mostra todos os indicadores escolhidos para monitorar a atitude da instalação com relação à maneira pela qual os empregados agem no sentido de manter a segurança. Estes indicadores são “Atitude em direção à segurança” e “Perseguindo melhoramentos”.

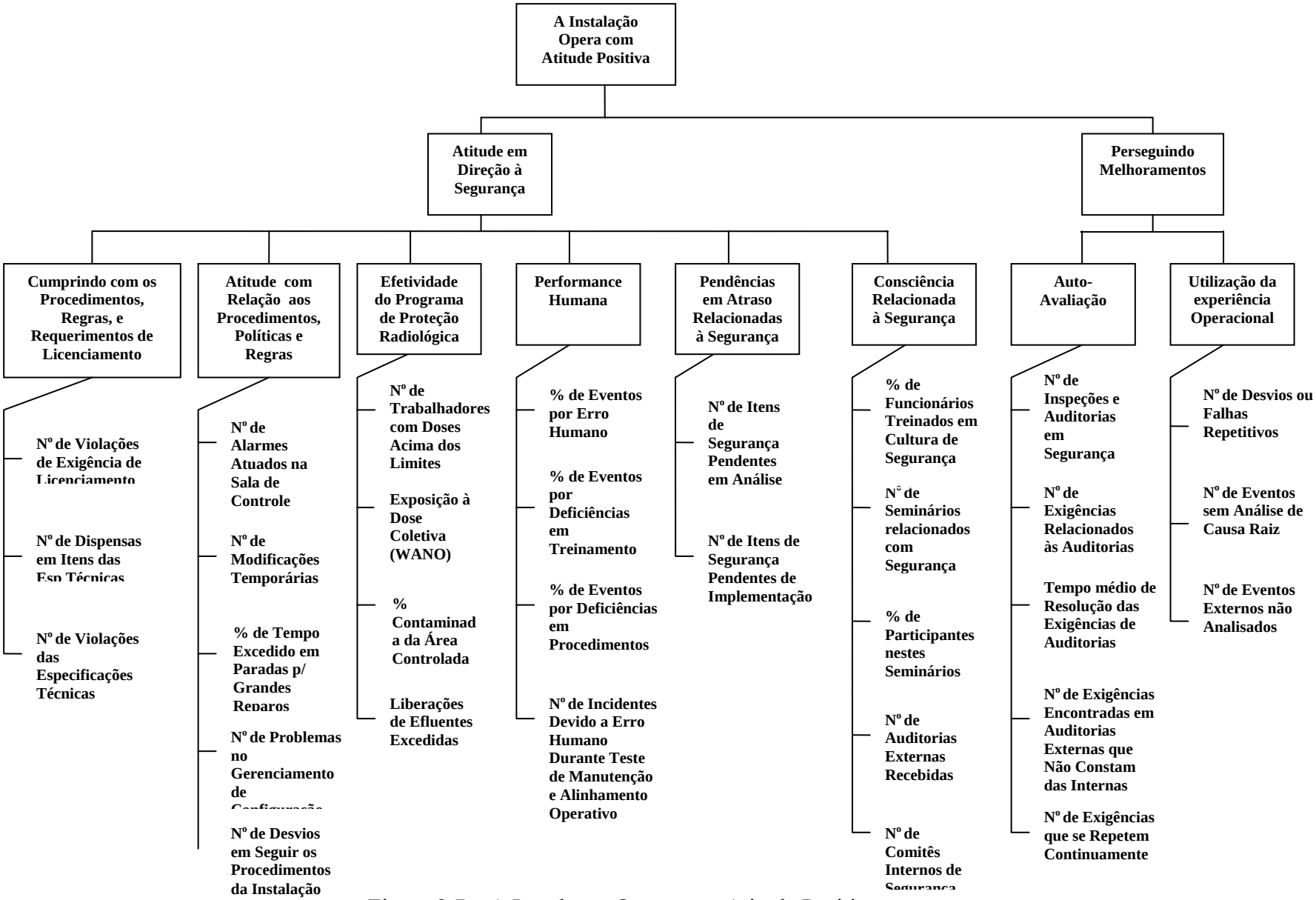


Figura 2.7 – A Instalação Opera com Atitude Positiva

2.3.3.1 Indicador de Caráter Geral : Atitude em direção à Segurança

Este indicador de caráter geral cobre a implementação e as atitudes voltadas para o gerenciamento dos programas de segurança da instalação necessária para operá-la de forma segura, respeitando os limites administrativos, com baixo impacto na saúde e segurança de todos os trabalhadores. Ele consiste no gerenciamento e controle de supervisão, implementação do programas de garantia da qualidade, aderência as especificações de licenciamento e / ou técnicas, e seguimento dos procedimentos internos de operação. Atitudes impróprias com relação à segurança resultariam numa quebra ou falta de gerenciamento adequado ou controle de supervisão, falhas em obedecer aos procedimentos de operação, manutenção e testes, violações de especificações técnicas, problemas de GQ / CQ, etc.

Seis indicadores estratégicos são propostos pela IAEA (2000): "Cumprir com os procedimentos, regras e requerimentos de licenciamento", "Atitudes com relação aos procedimentos, políticas e regras", "Efetividade do programa de proteção radiológica", "Performance Humana", "Pendências em atraso relacionadas à segurança", "Consciência relacionada à segurança".

2.3.3.1.1 Indicador estratégico: Cumprindo com os procedimentos, regras e requerimentos de licenciamento.

O propósito deste indicador é verificar como o pessoal vem mantendo a instalação dentro dos limites de licenciamento e cumprindo com todos os procedimentos e regras. Os requerimentos de licenciamento incluem as especificações técnicas, Relatório Final de Segurança, programa de QC, programa de proteção contra incêndio, plano de emergência e outros, dependendo da política de licenciamento do órgão licenciador. Como uma parte vital da cultura de segurança, é essencial que os empregados entendam as razões para os limites de segurança em operação e as conseqüências de suas violações.

- **Indicador específico:** Número de violações de requerimentos de licenciamento.

O propósito deste indicador é assegurar que os riscos oriundos de potenciais situações inseguras é minimizado. Um número baixo significa que uma atitude pró-ativa é levada a cabo para resolver os problemas encontrados.

- **Indicador específico:** Número de violações das especificações técnicas.

Este indicador mede a atitude do pessoal em direção à importância dos requerimentos de licenciamento, especificamente os de especificações técnicas. Ele também reflete a efetividade e a maneira apropriada de conduzir os controles administrativos da instalação.

2.3.3.1.2 Indicador estratégico: Atitudes com relação aos procedimentos, políticas e regras.

Este é um indicador que mostra a atitude do pessoal como conseqüência da política de controles administrativos, nível de cultura de segurança, e/ ou programa de treinamento adequado.

São propostos cinco exemplos de indicadores específicos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Número de alarmes acessos na sala de controle.

O propósito deste indicador é medir a consciência dos operadores em responder aos alarmes e a prontidão de respostas às deficiências encontradas.

- **Indicador específico:** Número de modificações temporárias.

Este indicador fornece uma medida do número de problemas que foram temporariamente resolvidos e indiretamente mostra a efetividade em encontrar soluções permanentes e definitivas.

- **Indicador específico:** Percentual do tempo excedido em paradas para grandes reparos.

O propósito deste indicador é medir a efetividade do processo de gerenciamento e controle dos reparos pelo pessoal de operação e manutenção. Este indicador também

pode ser interpretado como o tempo real levado para reparar os equipamentos sujeitos a Condição Limite de Operação (CLO) pelo tempo permitido pela CLO estabelecido nas especificações técnicas.

- **Indicador específico:** Número de problemas no gerenciamento do controle de configuração.

Este indicador é muito importante porque ele fornece uma medida direta da consistência entre o atual estado da instalação e de sua documentação, e, portanto, também fornece uma medida indireta de como o pessoal da instalação vem sendo informado sobre o seu estado.

- **Indicador específico:** Número de desvios em seguir os procedimentos da instalação

Este indicador fornece uma medida da obediência em seguir os procedimentos e uma medida indireta de como o pessoal da instalação vem seguindo os procedimentos.

2.3.3.1.3 Indicador estratégico: Efetividade do programa de proteção radiológica

Este é um indicador da efetividade do programa de proteção radiológica, do adequado controle administrativo e do nível de cultura de segurança da instalação. Estas medidas estão diretamente relacionadas com o controle de fontes radioativas, da provisão e continua efetividade das barreiras de proteção e equipamentos de proteção pessoal, dos meios de controle de exposição do pessoal e contaminação de materiais e áreas da instalação.

Quatro exemplos de indicadores específicos são pela IAEA (2000) propostos:

- **Indicador específico:** Número de trabalhadores com doses acima dos limites.

Este indicador é a medida do controle e verificação das atividades e da aderência aos requerimentos do programa de proteção radiológica. Algumas plantas podem ter limites internos cujos limites são abaixo dos limites estabelecidos por lei. Neste caso, o indicador deverá ser referido aos limites internos da instalação.

- **Indicador específico:** Exposição de Dose Coletiva (indicador de performance da WANO). A forma de calcular e um exemplo numérico deste indicador estão detalhados no Apêndice A item 7.0.

- **Indicador específico:** Percentual da área controlada contaminada

Este indicador reflete a efetividade do programa de proteção radiológica em minimizar o espalhamento da contaminação pelos trabalhadores.

- **Indicador específico:** Liberações de efluentes excedidas

Este indicador mostra a consciência da instalação com relação ao meio ambiente.

2.3.3.1.4 Indicador estratégico: Performance Humana

O propósito deste indicador é monitorar a influência dos fatores humanos em diferentes atividades relacionadas com a instalação. Ele indica o grau de importância de erros humanos nas atividades.

Quatro exemplos de indicadores são propostos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Percentual de eventos devido a erros humanos.

Esta é uma medida da contribuição do erro humano para os eventos da instalação. Ele indica a competência com que o pessoal da experiência operacional maneja estas tarefas de rotina.

Através deste indicador é possível verificar a efetividade dos programas de treinamento bem como programar treinamento para as áreas mais afetadas. É importante ter em mente que a preparação dos programas de treinamento é também uma atividade humana e, portanto deficiências neste processo devem ser levadas em conta.

- **Indicador específico:** Percentual de eventos devido a deficiências em procedimentos.

Este é um indicador que mostra as deficiências nos procedimentos da instalação e que foram pelo menos as causas contribuintes de alguns eventos. É preciso ter em conta que a elaboração e atualização dos procedimentos é também uma atividade humana e,

portanto as deficiências em procedimentos devem ser tratadas como parte integrante da área de performance humana.

- **Indicador específico**: Número de Incidentes Devido a Erro Humano Durante Teste de Manutenção e Alinhamento Operativo

O número de incidentes ocorridos durante testes ou atividades de manutenção dá uma medida de quão proficiente encontram-se os empregados da instalação. A finalidade é levar em conta eventos em um ou mais trens de um determinado sistema que ficaram fora de operação devido a componentes deixados fora do alinhamento normal de operação (disjuntores deixados abertos, válvulas fora de alinhamento, ou seja, aberta quando deveria estar fechada e vice versa, etc.). Contudo, de modo a aumentar o número de ocorrências a serem considerados e ter um indicador mais sensitivo, todos os tipos de eventos ocasionados pelas atividades de manutenção devem ser considerados. Um aumento deste indicador demanda uma maior atenção da gerência.

2.3.3.1.5 Indicador estratégico: Pendências em Atraso Relacionadas à Segurança

Este indicador fornece uma medida da capacidade da organização em resolver os problemas.

Dois exemplos de indicadores específicos são propostos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Número de Itens de Segurança Pendentes em Análise

Este indicador mostra o número total de itens de segurança que podem potencialmente afetar a operação da instalação e que ainda não foram analisados em termos de sua aplicabilidade e para os quais um plano de ação deverá ser desenvolvido. Uma definição consistente do que constitui item de segurança deverá ser acompanhado de imediato pela organização.

Para se obter indicadores mais fáceis de serem entendidos e melhor analisar a situação da instalação, este indicador poderá ser divido em três outros: itens de segurança pendentes por mais de três meses, por mais de seis meses e por mais de um ano.

- **Indicador específico:** Número de Itens de Segurança Pendentes de Implementação

Este indicador fornece uma medida do total de itens de segurança que já foram analisados e são aplicáveis à instalação, mas para os quais nenhuma ação concreta foi tomada.

Para se obter indicadores mais fáceis de serem entendidos e melhor analisar a situação da instalação, este indicador poderá ser divido em três outros: itens de segurança pendentes por mais de três meses, por mais de seis meses e por mais de um ano.

2.3.3.1.6 Indicador estratégico: Consciência Relacionada à Segurança

A finalidade deste indicador estratégico é verificar o nível de interesse dos funcionários em desenvolver conhecimentos na área de segurança, a mente aberta com relação ao aproveitamento de idéias de outras organizações e em particular desenvolver suas atitudes em direção à segurança, ou seja, aumentar o grau de consciência com relação à segurança.

- **Indicador específico:** Percentual de Funcionários Treinados em Cultura de Segurança

Este indicador fornece uma medida do interesse da organização em disseminar o conceito de cultura de segurança para todos os funcionários.

- **Indicador específico:** Número de Seminários relacionados com Segurança

Este indicador fornece uma medida do interesse da gerência em introduzir novos conceitos de segurança e acompanhar a sua própria evolução em termos de cultura de segurança bem como levar em conta o conceito de "aprendendo com as outras organizações e instituições".

- **Indicador específico:** Percentual de Participantes nestes Seminários

Este indicador fornece uma medida do interesse da gerência em aumentar cada vez mais o nível de conhecimento da organização em termos de cultura de segurança.

- **Indicador específico:** Número de Auditorias Externas Recebidas

Este indicador fornece uma medida do interesse da gerência em encontrar, baseado na experiência de especialistas externos à organização, as suas deficiências. Ele mede o nível de abertura em aprendizado constante e melhoramentos em práticas de auto-avaliações.

- **Indicador específico:** Número de Comitês Internos de Segurança

Este indicador fornece uma medida do interesse da gerência em estabelecer um processo decisório baseado em todas as atividades relacionadas à segurança.

2.3.3.2 Indicador de Caráter Geral: Perseguindo Melhoramentos

Perseguir constantes melhoramentos em cultura de segurança significa que a organização tem demonstrado aos seus funcionários que ela espera de cada um deles o comprometimento com os itens relacionados à segurança da instalação e do meio ambiente. Deficiências nestas áreas são manifestadas por programas pouco consistentes de auditorias e revisão de segurança, inadequada implementação da experiência operacional, a falta ou incompleta análise de causa raiz, baixo comprometimento em resolver os itens de revisão de segurança e de auditorias, e comunicação deficiente na maioria dos níveis da organização.

A Figura 2.7 mostrou os indicadores estratégicos propostos, ou seja, "Auto-avaliação" e "Utilização da experiência operacional".

2.3.3.2.1 Indicador estratégico: Auto-avaliação

Revisões de segurança e auditorias são muito importantes para qualquer instalação nas atividades de auto-avaliação. Revisões de segurança e auditorias internas são realizadas para verificar a efetividade dos programas e procedimentos da instalação e determinar evidencias que eles cumprem com os requerimentos de licenciamento. Verifica também a efetividade dos controles em corrigir os problemas encontrados nestas atividades pela observação do planejamento e do seu seguimento até que cada pendência seja devidamente completada.

Cinco exemplos de indicadores estratégicos são propostos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Número de Inspeções e Auditorias em Segurança

Inspeções internas de segurança e de GQ e as auditorias são importantes ferramentas para melhorar o nível de segurança da instalação através das correções das deficiências encontradas. O número de tais revisões e auditorias deverá ser em consonância com a política da empresa, a avaliação dos resultados de revisões e auditorias anteriores e em requerimentos de licenciamento. O propósito deste indicador é verificar o cumprimento do programa de revisões e auditorias.

- **Indicador específico:** Número de Exigências Relacionadas às Auditorias

Este indicador fornece uma idéia das deficiências encontradas com relação aos itens de segurança. Ele também fornece uma medida indireta da eficiência das inspeções e auditorias.

- **Indicador específico:** Tempo médio de Resolução das Exigências de Auditorias

A finalidade deste indicador é verificar a efetividade com que as pendências encontradas estão sendo resolvidas.

- **Indicador específico:** Número de Exigências Encontradas em Auditorias Externas que Não Constam das Internas

Esta é uma medida da efetividade das atividades do programa de auditorias internas.

- **Indicador específico:** Número de Exigências que se Repetem Continuamente

Este indicador fornece uma medida da efetividade das atividades de auto-avaliações e das ações para corrigir as deficiências encontradas, ou seja, atingir a causa raiz do problema e corrigi-lo de imediato. Ele também fornece informação da qualidade e completeza do programa de revisões e auditorias.

2.3.3.2.2 Indicador estratégico: Utilização da experiência Operacional

O resultado da experiência operacional reflete-se no retorno oriundos dos eventos revistos e analisados da própria instalação ou de outras organizações. O

propósito deste indicador é identificar as vulnerabilidades potenciais e melhorar o nível de segurança da instalação. A EO é também utilizada para melhorar o treinamento, identificar as necessidades de modificação de projeto, e melhorar as instruções e procedimentos de operação. Falhas em aprender com a EO ou sua inadequada implementação podem resultar em repetição de eventos previamente analisados.

Três indicadores específicos são propostos pela IAEA (2000):

- **Indicador específico:** Número de Desvios ou Falhas Repetitivos

Este é um indicador da qualidade da OE e particularmente dos resultados das análises de causa raiz. Desvios e falhas que ocorreram durante a fase de operação e que foram descobertos com a instalação fora de operação ou somente durante inspeções levam à ameaças à segurança.

- **Indicador específico:** Número de Eventos sem Análise de Causa Raiz

Este número mostra o grau de ameaças sofridas pela instalação em não analisar os eventos importantes para a segurança com a devida profundidade.

- **Indicador específico:** Número de Eventos Externos não Analisados

As análises de causa raiz e revisões são importantes para estabelecer as fraquezas latentes nos programas da organização os quais falharam em detectá-las. Este indicador mostra a importância do constante aprendizado com a experiência alheia.

Capítulo 3.
Normalização de Indicadores de Segurança

3.1 Introdução

O segundo capítulo mostrou como criar indicadores de desempenho de forma estruturada e abrangente, e alguns exemplos de quantificação baseados nos indicadores de desempenho da WANO. Entretanto, o aspecto a ser discutido é a comparação de desempenho, através de indicadores, de usina de critérios de redundâncias diferentes.

Este capítulo tem por finalidade apresentar um método de como fazer comparações entre os desempenhos das diversas instalações com critérios de redundância diferentes e também apresentar como foi a criação de um indicador de desempenho da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAAA) através da média dos indicadores normalizados das instalações de Angra 1 e Angra 2.

Alguns indicadores de Desempenho de Segurança da WANO foram elaborados com base nos trens, e isto também pode ocorrer, quando se estabelecer indicadores para as instalações de uma determinada central. Quando da necessidade de se comparar os desempenhos de usinas com critérios de redundância diferentes através de seus indicadores, torna-se necessário estabelecer uma normalização levando em conta tais critérios. Este problema foi levantado pela primeira vez na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAAA) quando da entrada de Angra 2 em operação comercial. Naquela ocasião, estava-se estabelecendo para a CNAAA, indicadores baseados nos indicadores de desempenho de Angra 1 com critério de redundância "n+1" (2X100%) e de Angra 2 com critério de redundância "n+2" (4X50%). Uma vez calculados os indicadores de cada usina, seria importante comparar seus desempenhos como também calcular um indicador que englobasse o desempenho de ambas.

A princípio, pensou-se em calcular a média como um indicador global da CNAAA, porém analisando-se cada indicador de per si, nota-se que até a simples comparação entre cada indicador, também não seria correta, sem antes normalizá-los baseado em um dos critérios de redundância. É relativamente simples verificar e intuir que a indisponibilidade de um trem em Angra 1 leva a um maior risco que uma indisponibilidade de um trem em Angra 2. Na verdade um indicador representativo de sistemas de segurança deveria ser a indisponibilidade do sistema para o exercício de

sua(s) função(ões) de segurança (s). Cabe aqui mencionar que após este problema ter sido levantado, e equacionada uma possível solução, seu desenvolvimento matemático foi realizado gerando-se um estudo de confiabilidade LYRA (2002).

3.2 Indicadores baseados em sistemas de segurança

É importante ressaltar que a WANO orienta calcular este indicador tanto baseado nos trens quanto nos componentes.

Ao se contabilizar a indisponibilidade individual de cada trem, depois tirar a média das indisponibilidades dos trens, chega-se então ao valor global da indisponibilidade da unidade, para um dado sistema. Esta abordagem é similar à utilizada em usinas com múltiplos geradores de emergência.

De acordo com essa abordagem, o desempenho de sistemas de segurança é primeiramente contabilizado com base no desempenho dos trens. Posteriormente, os valores ao nível de trens são utilizados para o cálculo da média pelo número de trens instalados para então se obter o valor da unidade ou da central.

$$q_{trem} = \frac{\text{número de horas de indisponibilidade dos trens /número de trens}}{\text{número de horas que a usina operou no período}} \qquad (3.1)$$

Usinas com critério de redundância "n+1" (2X100%) têm sua(s) função (ões) de segurança não atendida (s) quando ambos os trens ficam fora de operação em contrapartida usinas com critério de redundância "n+2" alcançam esta mesma condição quando três trens estiverem fora de operação.

A maioria dos sistemas de segurança fica inativo só entrando em operação quando são testados, logo, a probabilidade de falha do sistema no intervalo de tempo (0, t_{teste}) é a mesma probabilidade de falha do sistema no instante t tal que $t \geq 0$ que corresponde a sua indisponibilidade.

A probabilidade de falha de uma função de segurança pode ser calculada pela distribuição binomial. A distribuição binomial considera que a probabilidade total de m eventos favoráveis irá ocorrer, dado que a probabilidade de perda ocorra em q tentativas num total de n independentes tentativas.

$$P = C_m^n q^m (1-q)^{n-m} \text{ onde, } C_m^n = {(n!)}/{m!(n-m)!} \tag{3.2}$$

A aplicação desta distribuição para fins de confiabilidade considera que o evento topo irá ocorrer se pelo menos k eventos ocorrerem em n eventos básicos ocorridos. Portanto para levar em conta todos os k insucessos, é necessário somá-los.

$$Q = P(m \le k \le n) = \sum_{k=n}^{m} C_n^k q^k (1-q)^{n-k} \text{ onde, } C_m^k = {(n!)}/{k!(n-k)!} \tag{3.3}$$

Q – probabilidade de falha da função de segurança;

q – probabilidade de falha na demanda de um trem individualmente;

n – número mínimo de trens falhos para que a função falhe;

m – número total de trens redundantes

k _ número de trens falhados

Levando-se em conta a independência entre os trens e a probabilidade da falha de um trem na demanda, teremos pela aplicação da expressão (3.3) para os diversos critérios de redundância, as seguintes probabilidades de falha da função de segurança:

- <u>Critério de redundância 2 X 100%:</u>

  Neste caso, m = 2 e o número mínimo de trens falhados para perder a função de segurança é 2, teremos então n = 2, e para o número mínimo de trens falhados, implica que k = 2, logo:

$$Q_{2x100\%} = C_2^2 q^2 (1-q)^{2-2} = q^2 \tag{3.4}$$

$$Q_{2x100\%} = q^2 \tag{3.5}$$

- <u>Critério de redundância 3 X 100%:</u>

  Neste caso, m = 3 e o número mínimo de trens falhados para perder a função de segurança é 3, teremos então n = 3, e para o número mínimo de trens falhados implica que k = 3, logo:

$$Q_{3x100\%} = C_3^3 q^3 (1-q)^{3-3} = q^3 \tag{3.6}$$

$$Q_{3x100\%} = q^3 \tag{3.7}$$

- Critério de redundância 3 X 50%

  Neste caso, m = 3 e o número mínimo de trens falhados para perder a função de segurança é 2, teremos então n = 2 , e o número mínimo de trens falhados implica que k = 2 ou 3, sendo $\sum_{k=3}^{4} C_3^k q^k (1-q)^{3-k}$, desenvolvendo tem-se:

$$Q_{3x50\%} = C_3^2 q^2 (1-q)^{3-2} + C_3^3 q^3 (1-q)^{3-3} \tag{3.8}$$

$$Q_{3x50\%} = \frac{3!}{2!(3-2)!} q^2 (1-q)^{3-2} + \frac{3!}{2!(0)!} q^3 (1-q)^{3-3} \tag{3.9}$$

$$Q_{3x50\%} = 3q^2 - 2q^3 \tag{3.10}$$

- Critério de redundância 4 X 50%:

  Neste caso o número mínimo de trens falhados para falhar a função de segurança é 3, tem-se então n = 3. Para n = 4 e m =3 número mínimo de trens falhados, implica que k = 3 ou 4, sendo $\sum_{k=3}^{4} C_4^k q^k (1-q)^{4-k}$, desenvolvendo tem-se:

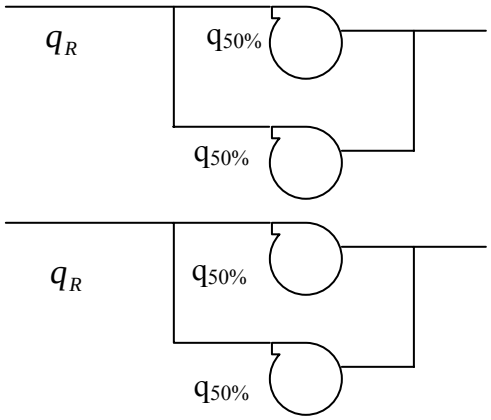
$$Q_{4x50\%} = C_4^3 q^3 (1-q)^{4-3} + C_4^4 q^4 (1-q)^{4-3} \tag{3.11}$$

$$Q_{3x50\%} = \frac{4!}{3!(4-3)!} q^3 (1-q)^{4-3} + \frac{4!}{4!(0)!} q^4 (1-q)^{4-4} \tag{3.12}$$

$$Q_{4x50\%} = 4q^3 - 3q^4 \tag{3.13}$$

Deve se ter cuidado quando da comparação entre os diversos arranjos caso o número total de ramos onde estão as bombas, não sejam iguais ao número total de

bombas. É necessário modificar os cálculos como no exemplo dos dois trens na Figura 3.1 a seguir:



$$q_{trem} = q_R + q_{50\%}^2$$

$$q_{trem} = q_R + q_{50\%}^2$$

Figura 3.1 – Exemplo de arranjo misto com 2 trens independentes.

Para quatro trens independentes $q_{trem} = q_R + q_{50\%}$, considerando-se q_R (probabilidade de falha do trecho depois da bomba) igual para os dois arranjos, este é diferente do q_{trem} do arranjo acima. Embora a probabilidade de falha de um trem $q_R + q_{50\%}^2$ seja menor que para o arranjo de quatro trens independentes ($q_R + q_{50\%}$), a probabilidade de falha da função deste arranjo é bem maior.

Considerando-se que na Figura 3.1, o número mínimo de ramos falhados é dois para falhar a função de segurança, e que para o arranjo de quatro trens independentes (4X50%) é três, a probabilidade de falha da função de segurança no arranjo acima se torna maior. Não seria necessário tomar como base as bombas em ambos os arranjos tendo em vista que o número mínimo de bombas falhadas para falhar a função de segurança é de três para os dois arranjos.

3.3 Normalização dos indicadores

Na CNAAA, para normalizar o indicador de falha de um trem em Angra 2 para o arranjo 2X100% de Angra 1, ou seja, um indicador para Angra 2 que seja equivalente a uma usina de dois loops, utiliza-se a expressão 3.13:

$$Q_{Angra\ 2} = 4q_2^3 - 3q_2^4 \tag{3.13}$$

$Q_{Angra\ 2}$ = probabilidade de perda da função de segurança em Angra 2

q_2 = probabilidade de falha de um trem em Angra 2

Considerando-se uma usina de dois loops com a mesma probabilidade de perda da função de segurança de Angra 2, tem-se pela expressão 3.5:

$$Q_{Angra\ 2} = Q_{2x100\%} = q_{21}^2$$

logo, tem-se:

$$Q_{Angra\ 2} = q_{21}^2 = 4q_2^3 - 3q_2^4 \qquad (3,14)$$

$Q_{Angra\ 2}$ = probabilidade de perda da função de segurança em Angra 2

q_2 = probabilidade de falha de um trem em Angra 2

q_{21} = probabilidade de falha de um trem em uma usina de dois loops com a mesma probabilidade de perda de função de segurança em Angra 2 ($Q_{Angra\ 2}$), ou seja, valor normalizado de Angra 2 convertida para a usina de Angra 1 (q_{21}).

Da mesma forma poderíamos normalizar o indicador de falha de um trem em Angra 1 para o arranjo 4X100% de Angra 2, logo:

$$Q_{Angra\ 1} = q_1^2$$

$Q_{Angra\ 1}$ = probabilidade de perda da função de segurança em Angra 1

q_1 = probabilidade de falha de um trem em Angra 1

Considerando-se uma usina de quatro loops com a mesma probabilidade de falha da função de segurança de Angra 1, tem-se pela expressão 3.13:

$$Q_{Angra\ 1} = Q_{4x50\%}$$

logo, têm-se:

$$Q_{Angra\ 1} = 4q_{12}^3 - 3q_{12}^4 = q_1^2 \qquad (3.15)$$

q_{12} = probabilidade de falha de falha de um trem em uma usina de quatro loops com a mesma probabilidade de perda de função de segurança em Angra 1 ($Q_{Angra\ 1}$), ou seja, valor normalizado de Angra 1 convertida para a usina de Angra 2 (q_{12}).

Com a normalização de uma usina com base na outra poderemos fazer a comparação entre ambas. Após a normalização, pode-se calcular um indicador da CNAAA pela média do indicador de uma usina com o indicador da outra usina normalizada para a primeira, ou seja:

$$Q_{CNAAA-1} = (q_1 + q_{21})/2 \tag{3.16}$$

$$Q_{CNAAA-2} = (q_2 + q_{12})/2 \tag{3.17}$$

Q_{CNAA-1} = valor médio da central considerando-se normalização de Angra 2 em Angra 1

Q_{CNAA-2} = valor médio da central considerando-se normalização de Angra 1 em Angra 2

Como exemplo de cálculo de normalização, supõe-se que a falha de um trem em Angra 2 seja $q_2 = 10^{-3}$, logo a falha da função de segurança pela expressão (3.13), seria:

$$Q_{Angra\ 2} = 4.10^{-9} - 3.10^{-12} = 0{,}3997.10^{-8}$$

Uma usina de dois loops que tivesse uma mesma probabilidade de perda da função de segurança em Angra 2 seria (expressão 3.14):

$$q_{21}^2 = 0{,}3997.10^{-8} \text{ , sendo}$$

$$q_{21} = 6{,}32.10^{-5}$$

Assim, tem-se uma usina de dois loops equivalente com a probabilidade da perda de um trem bem menor que a probabilidade da perda de um trem em uma usina de quatro loops, embora as duas possuam a mesma probabilidade da perda da função de segurança, ou seja,

$$q_{21} = 0{,}0632.10^{-3} \langle\ q_2 = 10^{-3}$$

Da mesma forma que no exemplo anterior, supondo que a falha de um trem em Angra 1 seja $q_1 = 10^{-3}$, logo a perda da função de segurança pela expressão 3.5 seria:

$$Q_{2x100\%} = (10^{-3})^2 = 10^{-6}$$

Uma usina de quatro loops que tivesse uma mesma probabilidade de perda da função de segurança pela expressão 3.15 seria:

$$4q_{12}^{3} - 3q_{12}^{4} = 10^{-6}$$

Fazendo-se uma aproximação pela eliminação do termo de maior potência tem-se:

$$4q_{12}^{3} \approx 10^{-6} \text{ , logo: } q_{12} = 6{,}3.10^{-3}$$

Assim tem-se uma usina de quatro loops equivalente com a probabilidade da perda de um trem maior que a probabilidade da perda de um trem em uma usina de dois loops, embora as duas possuam a mesma probabilidade de perda da função de segurança, ou seja:

$$q_{12} = 6{,}3.10^{-3} > q_{1} = 10^{-3}$$

Uma vez realizados os cálculos de normalização, ou seja, converter Angra 1 numa usina equivalente de quatro loops (4X50%) ou Angra 2 numa usina equivalente de dois loops (2X100%), pode-se calcular um indicador para a CNAAA pela média do valor normalizado de uma usina com o valor da outra conforme as equações em 3.16 ou 3,17.

Capítulo 4

Indicadores de Desempenho Aplicados à Usina na Condição de Desligada para Troca de Elementos Combustíveis

4.1 Introdução

Os capítulos dois e três abordaram como criar, quantificar e comparar indicadores de desempenho de usinas com critérios de redundância diferentes. Os indicadores de desempenho também podem ser criados analisando-se os aspectos qualitativos relacionados à segurança. Estes indicadores podem ser hierarquizados baseando-se nas experiências de especialistas.

Neste capítulo, será mostrado como criar indicadores qualitativos para a condição de uma Usina Nuclear desligada para recarregamento de combustível com base no documento PA-GE 51 "Plano de Segurança em Paradas de Angra 1" da CNAAA, RIBEIRO (1996). Esta condição operacional foi escolhida em Angra 1 por apresentar uma maior vulnerabilidade dos sistemas de segurança em virtude de alguns deles estarem, nesta ocasião, fora de serviço. A mesma filosofia adotada para a criação de indicadores quantitativos continua sendo utilizada, ou seja, os critérios de defesa em profundidade são também utilizados para criar indicadores de desempenho qualitativos. Primeiramente foram estabelecidas as funções de segurança para a condição de usina desligada garantindo-se durante todo o momento que as defesas em profundidade estão sendo mantidas. A cada vez que uma barreira tem sua integridade violada, a instalação muda da condição favorável de operação para uma condição menos favorável. Através do estabelecimento de pontuações de maior valor para as condições mais favoráveis, pode-se estabelecer critérios de cores associados às faixas de pontuações, partindo-se de uma faixa cuja condição é verde, passando para uma condição amarela, de amarela para laranja até atingir a condição vermelha, na qual as barreiras foram todas violadas ou seriamente ameaçadas.

4.2. Funções relevantes de segurança

Enquanto a unidade estiver desligada, as funções de segurança são diferentes das funções de segurança para a condição de operação normal.

Para as condições de usina parada para recarregamento, as funções de segurança serão as seguintes:

- Remoção de Calor Residual do Combustível;
- Controle de Inventário do Sistema de Refrigeração do Reator, Piscina de Combustível Usado e Cavidade de Recarregamento;
- Disponibilidade de Energia Elétrica (CA e CC);
- Controle de Reatividade/Margem de Desligamento;
- Fechamento do Envoltório de Contenção.

4.2.1-Remoção de calor residual do combustível

É necessário prover meios de retirada do calor residual, esteja ele no reator ou na piscina de combustível, de tal forma a evitar ebulição da água de refrigeração e conseqüente liberação de materiais radioativos para o meio ambiente.

Sempre que os limites do SRR não estão intactos (o SRR e as penetrações incluindo portas de acesso e tubo de transferência não estão funcionais como uma barreira), é necessário ter meios de restabelecer uma barreira antes que se alcance a ebulição, no caso de perda de remoção de calor residual do combustível.

4.2.2-Controle de inventário do SRR, PCU e da cavidade de recarregamento

É necessário que o inventário de água de refrigeração seja controlado durante todo o tempo de modo a garantir a remoção do calor residual e também evitar a ocorrência de ebulição.

4.2.3-Disponibilidade de energia elétrica (CA e CC)

Nas condições de usina parada na maioria das vezes os geradores de vapor não estão disponíveis ou em condições de remover calor residual por circulação natural, assim sendo, a remoção de calor será realizada pelos meios normais ou alternativos utilizando recirculação forçada a qual depende de suprimento elétrico como força motriz e de controle.

4.2.4-Controle de reatividade e margem de desligamento

É necessário que a reatividade do combustível, esteja ele no reator ou na PCU, seja controlada de tal forma que uma margem de desligamento seja mantida durante todo o tempo. Esta margem permite que na ocorrência de uma condição insegura haja tempo hábil para estabelecer meios alternativos de controle de reatividade e de remoção de calor residual.

4.2.5-Fechamento do envoltório de contenção

E o restabelecimento de uma barreira contra a liberação de material radioativo da atmosfera do envoltório de contenção para o meio ambiente. Qualquer caminho, por menor que seja, que comunique a atmosfera do envoltório de contenção com as áreas que o circundam tem que ser incluído. O fechamento do envoltório de contenção irá restabelecer a sua integridade enquanto a usina estiver em condição insegura.

4.2.6-Integridade do envoltório de contenção / Edifício de combustível

É a habilidade de o Envoltório de Contenção/Edifício de Combustível atuar como uma barreira de segurança, fundamental para evitar a liberação de material radioativo para o meio ambiente.

O fechamento do envoltório de contenção, restabelecendo a sua integridade, o qual abrange as penetrações do envoltório de contenção e o controle de pressão no interior do Edifício de Combustível e a sua ventilação, assegura uma barreira contra a liberação direta de produtos de fissão para o meio ambiente.

O projeto do Edifício de Combustível de uma usina nuclear possui um sistema de ventilação, com capacidade de filtragem / remoção de produtos de fissão e de manter uma pressão negativa de 0,125 pol. H_2O no interior desse edifício. Esta pressão negativa deverá ser mantida sempre que existam elementos combustíveis irradiados estocados na Piscina de Combustível Usado. Esta situação também é válida para operações de descarregamento / recarregamento do núcleo do reator até que se possa fechar a válvula de isolamento do tubo de transferência que comunica a contenção com o edifício de combustível.

4.3. Níveis de risco

São os riscos associados com a perda de funções relevantes de segurança e que são classificados e identificados como a seguir:

4.3.1-Alto risco:

Cor **vermelha**, considerado como um nível de *risco inaceitável* para o planejamento da parada. Alterações devem ser efetuadas na programação de parada ou na disponibilidade de equipamentos, de modo que as funções relevantes de segurança na parada sejam salvaguardadas. A potencialidade desse nível de risco precisa ser prevista com antecedência de acordo com o programa de parada para que procedimentos contingenciais possam ser elaborados e aprovados antecipadamente.

4.3.2-Médio risco:

Cor **laranja**, considerado como um nível de *risco importante*. O tempo de permanência nesta condição deverá ser o menor possível e também deverá ter a sua potencialidade prevista bem como antecipação na elaboração de procedimentos contingenciais. Em caso contrário, ações imediatas deverão ser tomadas para corrigir o problema e reduzir o nível de risco.

4.3.3-Baixo risco:

Cor **amarela**, considerado como um nível de *risco aceitável*. A atenção para a manutenção das funções relevantes de segurança na parada deve ser redobrada, durante esta situação.

Não requer a elaboração de procedimentos contingenciais e geralmente corresponde a situações em que os requisitos mínimos de sistemas e equipamentos de apoio às funções relevantes de segurança na parada estão presentes.

4.3.4-Sem risco apreciável:

Cor **verde**, considerado como o nível de *risco mínimo*. Todos os requisitos de equipamentos/sistemas de apoio às funções relevantes de segurança na parada estão disponíveis/ operáveis.

Não requer a elaboração de procedimentos contingenciais e geralmente atende a filosofia de Condições Limites de Operação, em termos de dispositivos de segurança que dão suporte às funções relevantes de segurança na parada.

A classificação dos níveis de risco é de responsabilidade de uma MESA DIRETORA, formada por especialistas, baseada nas atividades ou configurações que possam colocar em risco qualquer uma das funções relevantes de segurança na parada.

Uma parada de usina não pode ser colocada em uma condição com potencial de Médio Risco ou Alto Risco. Se a condição na parada degradar e atingir qualquer destes níveis, ações devem ser tomadas imediatamente para corrigir o problema e reduzir o nível de risco para, pelo menos, Baixo Risco.

O Apêndice B apresenta a Folha de Verificação do Nível de Risco, que faz parte do anexo ao Procedimento PA-GE 51, preenchida com um exemplo detalhado da forma que deverá ser feita uma avaliação. Neste exemplo, vê-se que a usina estava desligada, porém, quase todas as funções de segurança estavam sendo mantidas através da integridade das respectivas barreiras. Este é o motivo da maioria da classificação ter sido considerada como não aplicável (NA). No tocante à energia externa, a usina estava com uma configuração na qual a barra de segurança estava sem energia externa e sem os geradores diesel de emergência acarretando em uma classificação de médio risco, ou seja, em uma condição LARANJA.

Capítulo 5
Resultados e Avaliação de Indicadores em 10 Anos de Operação

5.1 Resultados e avaliação de indicadores em 10 anos de operação

O capítulo anterior mostrou como criar e utilizar indicadores de desempenho qualitativos. O objetivo deste capítulo é o de mostrar a utilização dos indicadores de desempenho quantitativos, os quais foram estabelecidos de forma estruturada conforme o segundo capítulo, através da análise do contexto operacional. Entende-se por contexto operacional a empresa como um todo, ou seja, desde a sua gerência até o nível direto de atuação nos equipamentos e processos. Cada área de atuação deve ser levada em conta, isto é, operação, manutenção, materiais, administração, setor de treinamento etc.

As avaliações dos indicadores neste capítulo fizeram parte do documento "Relatório da Revisão Periódica de Segurança da CNAAA, Unidade 1" SOUZA e VIEIRA (2005).

5.2 Preservação e controle das principais barreiras físicas através de indicadores de componentes e equipamentos

As três principais barreiras físicas de uma instalação nuclear para evitar liberação de material radioativo para o meio ambiente devem ser preservadas e seus principais parâmetros controlados continuamente, seja em operação normal ou após a ocorrência de dano ao núcleo do reator . Estas barreiras são: o revestimento do combustível, o Sistema de Refrigeração do Reator e a Contenção.

Para a primeira barreira, o elemento combustível, considerou-se além de suas falhas, o tempo de queda das barras e o teste de arraste, os quais são importantes para garantir a integridade dos elementos combustíveis e o desarme do reator durante operação quando necessário.

Para a segunda barreira, o Sistema de Refrigeração do Reator, considerou-se seus pontos mais vulneráveis, ou seja, os selos das bombas de refrigeração do reator e os tubos dos Geradores de Vapor.

Finalmente, para a terceira e última barreira, foram considerados os testes locais de vazamentos, ou seja, Local Leakage Rate Test (LLRT)

5.2.1 Integridade do revestimento e do combustível

Segundo CHAPOT et alii (2002) a perda de integridade de uma barreira importante contra liberação de produtos de fissão é um desafio para manter os objetivos de proteção. Elementos combustíveis danificados elevam a contaminação do Sistema de Refrigeração do Reator e causam, além disso, um aumento de produtos de fissão no Sistema de Rejeitos Gasosos. Fragmentos liberados no SRR por elementos combustíveis danificados (ex. extremidades de um elemento combustível) podem acarretar em danos no revestimento de um elemento combustível, podendo resultar inclusive em um bloqueio de um canal de resfriamento do núcleo (ex. a extremidade de EC foi encontrada bloqueando o canal de resfriamento junto a placa suporte de um EC) ou em problemas de roçamento (fretting). Uma maneira de verificar se os diversos canais de resfriamento não estão bloqueados por possíveis distorções do elemento combustível ou por bloqueio devido a danos do revestimento ou por materiais estranhos, é o de fazer testes de engate da haste de acionamento, tempo de queda e teste de arraste da haste de engate das barras de controle.

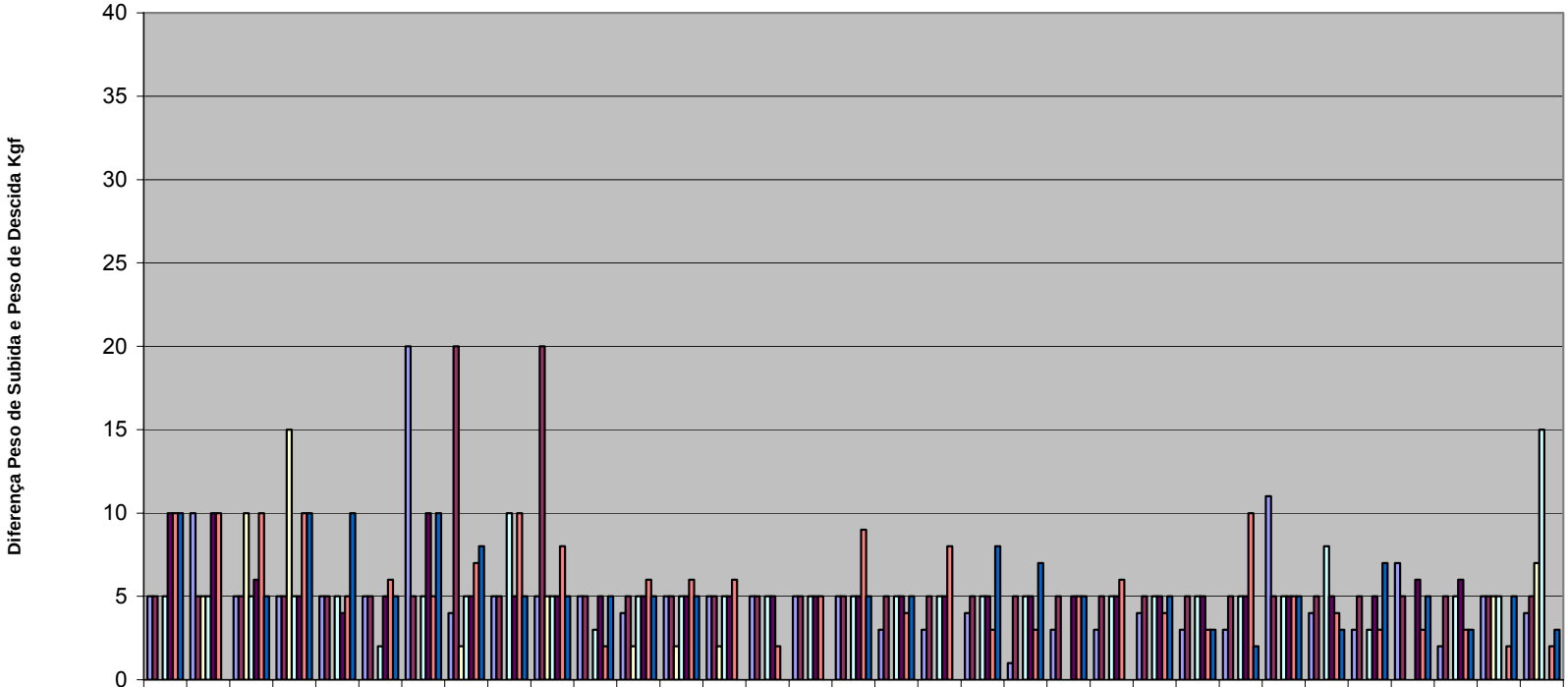
Feito levantamento através dos dados dos testes de engate da haste de acionamento e de tempo de queda das barras da Usina de Angra 1, ver Figuras 5.1 e 5.2.

O tempo de queda médio por grupo de controle de barras foi sempre da ordem de 0,4 s em todas as paradas, e próximo do tempo de queda médio de todos os elementos em todos os grupos, salvo raras exceções as quais poderemos dizer que possivelmente devem ser imprecisões de medidas. Deve-se levar em conta que certas imprecisões podem ocorrer tendo em vista que nem sempre as mesmas pessoas analisam o tempo de quedas em todos os elementos. Atualmente a imprecisão nas medidas vem sendo diminuída com a adoção de novos procedimentos automatizados por parte do pessoal de instrumentação e da área de reatores. O sistema atual de medida leva cerca de duas horas para medir o tempo de queda das barras sendo que os testes anteriormente levavam pelo menos um dia.

Com relação ao teste de arraste pela medição do peso da haste de engate subindo e descendo conforme o procedimento específico, os resultados sempre ficaram bem

abaixo do valor limite de 40Kgf. O valor máximo alcançado foi de 20 Kgf na parada P6 em 1996 e este mesmo valor na P7 em 1997. Na parada P12 em 2003 a maioria dos valores ficou na faixa de 5 a 10 Kgf, em função do melhor gerenciamento do carregamento do núcleo em decorrência de códigos computacionais mais rápidos e precisos.

Teste de Engate da Haste de Acionamento - Comportamento dos Elementos por Parada

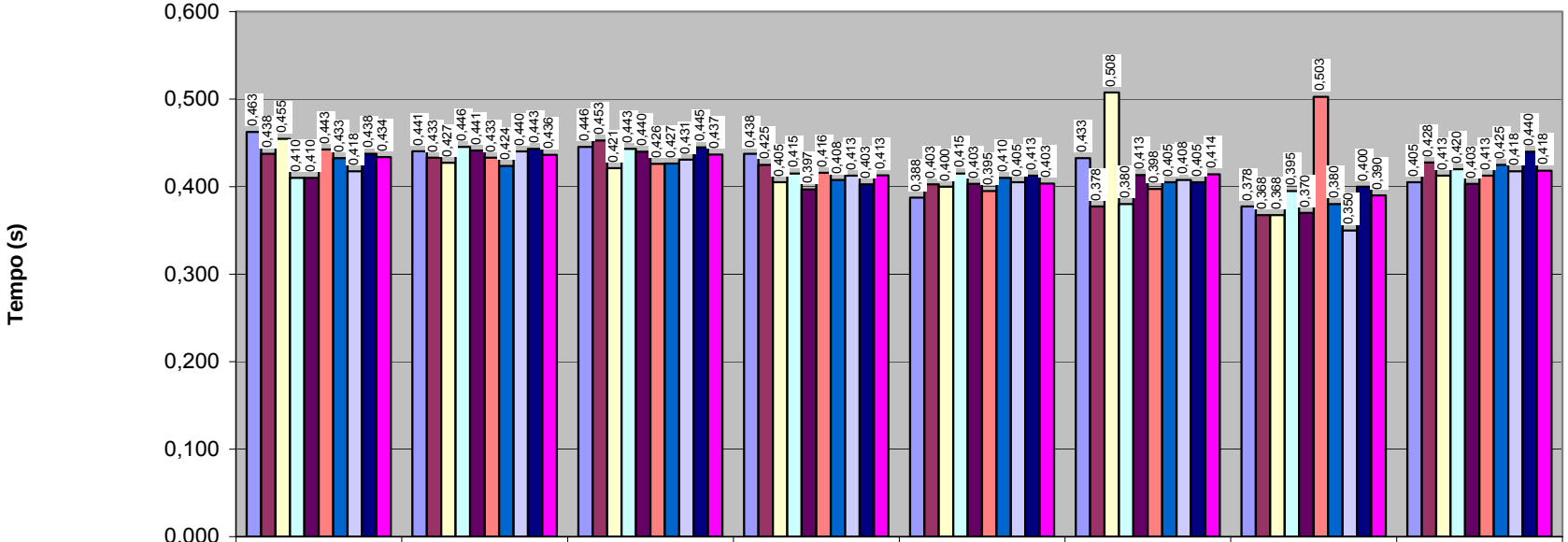


	Elem. B06	Elem. B08	Elem. C05	Elem. C07	Elem. C09	Elem. D04	Elem. D10	Elem. E03	Elem. E07	Elem. E11	Elem. F02	Elem. F06	Elem. F08	Elem. F12	Elem. G03	Elem. G05	Elem. G07	Elem. G09	Elem. G11	Elem. H02	Elem. H06	Elem. H08	Elem. H12	Elem. I03	Elem. I07	Elem. I11	Elem. J04	Elem. J10	Elem. K05	Elem. K07	Elem. K09	Elem. L06	Elem. L08
Parada 6	5	10	5	5	5	5	20	4	5	5	5	4	5	5	5	5	5	3	3	4	1	3	3	4	3	3	11	4	3	7	2	5	4
Parada 7	5	5	5	5	5	5	5	20	5	20	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Parada 8	0	5	10	15	0	0	0	2	0	5	0	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	7
Parada 9	5	5	5	5	5	2	5	5	10	5	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	5	5	5	5	5	8	3	0	5	5	15
Parada 10	10	10	6	5	4	5	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	0	0
Parada 11	10	10	10	10	5	6	5	7	10	8	2	6	6	6	2	5	9	4	8	3	3	5	6	4	3	10	5	4	3	3	3	2	2
Parada 12	10	0	5	10	10	5	10	8	5	5	5	5	5	0	0	0	5	5	0	8	7	5	0	5	3	2	5	3	7	5	3	5	3

Figura 5.1 – Teste de Engate das Hastes de Acionamento das Barras de Controle e Desligamento

Confiabilidade do Combustível

Tempo de Queda das Barras por Grupo de Controle



	Parada 4	Parada 6	Parada 7	Parada 8	Parada 9	Parada 10	Parada 11	Parada 12
Controle A - Grupo 1	0,463	0,441	0,446	0,438	0,388	0,433	0,378	0,405
Controle A - Grupo 2	0,438	0,433	0,453	0,425	0,403	0,378	0,368	0,428
Controle B - Grupo 1	0,455	0,427	0,421	0,405	0,400	0,508	0,368	0,413
Controle C - Grupo 1	0,410	0,446	0,443	0,415	0,415	0,380	0,395	0,420
Controle C - Grupo 2	0,410	0,441	0,440	0,397	0,403	0,413	0,370	0,403
Controle D - Grupo 1	0,443	0,433	0,426	0,416	0,395	0,398	0,503	0,413
Deslig. A - Grupo 1	0,433	0,424	0,427	0,408	0,410	0,405	0,380	0,425
Deslig. A - Grupo 2	0,418	0,440	0,431	0,413	0,405	0,408	0,350	0,418
Deslig. B - Grupo 1	0,438	0,443	0,445	0,403	0,413	0,405	0,400	0,440
Média por Parada	0,434	0,436	0,437	0,413	0,403	0,414	0,390	0,418

Figura 5.2 – Tempo de Queda das Barras de Controle e Desligamento

5.2.2 Integridade do Sistema de Refrigeração do Reator

5.2.2.1 Integridade dos selos das BRRs

O banco de dados de Angra 1 do APS vem sendo constantemente analisado e revisado, Na segunda revisão foram introduzidos dados referentes às falhas dos selos das BRR. Presentemente, a APS de Angra 1 está sendo revisada adotando-se uma quarta modelagem com relação aos selos das BRR. Quanto ao restante dos dados, está em progresso o levantamento de dados de 1998 até 2003 com término previsto para final de 2005.

Uma das mais altas contribuições para a Freqüência de Danos ao Núcleo é a Perda Total de Energia Elétrica Externa, ou seja, 20,4%, a qual acarreta na perda da barreira térmica. Com a retirada dos painéis de 500KV da Sala de Controle de Angra 1, e a desmobilização dos auxiliares da Subestação de 500KV, em conjunto com as modificações das Subestações de 138KV e 500KV e respectiva centralização de suas salas de controle, o sistema elétrico em Angra tornou-se mais confiável operacionalmente.

Não obstante tais modificações, a contribuição para a FDN acima mencionada aumentou de 20,4% para 31% na revisão 2 do APS, isto ocorreu devido a nova metodologia aplicada para o caso de uma falha dos selos das Bombas de Refrigeração do Reator com a perda da barreira térmica em virtude da falta de energia. Como iniciativa de melhoria, o fabricante da bomba, a Westinghouse, está sendo contratado para fazer novos cálculos utilizando uma nova metodologia com a finalidade de melhorar a precisão e com isso obter resultados mais favoráveis. Este caso específico foi objeto de estudos pela Westinghouse e foi considerado nos estudos de APS, NRC (1999). Além disso, tem havido substituições dos anéis de selagem em Angra 1 visando ter-se uma maior resistência a vazamento quando da perda de resfriamento da barreira térmica.

A usina de Angra 1 adquiriu ao longo dos anos uma larga experiência na manutenção dos selos das Bombas de Refrigeração de Reator. Atualmente o planejamento é minucioso levando em conta, sobressalentes levantados com antecedência de no mínimo duas semanas, pessoal com qualificação e experiência em BRR's, alocado especificamente para este serviço, trabalho em horário noturno com a

finalidade de evitar interferências com os trabalhos nos Geradores de Vapor e, facilitar o trânsito pelas áreas, ponto de controle e ferramentaria. Além disso, foram desenvolvidas ferramentas que visam a facilitar a execução do alinhamento motor/bomba e medidas de concentricidade dos selos. O procedimento específico que rege toda e qualquer atividade de manutenção, relacionada à bomba e ao motor, tem sido continuamente revisado para incluir as experiências especificas de Angra 1.

Em todas as paradas é feita a coleta de amostras de óleo dos mancais das bombas, para exames físico/químicos, de ferrografia e de espectrometria visando verificar sua condição de uso ou sua possível necessária substituição. Neste mesmo esquema, é programada a remoção dos isolamentos térmicos dos flanges principais das BRR's a fim de permitir inspeção visual quanto a vazamentos nos referidos flanges.

Todos os sobressalentes antes de serem utilizados são previamente inspecionados quanto ao seu estado e prazo de validade. Por várias vezes, itens, mesmo com o prazo de validade dentro dos limites, foram rejeitados por uma questão de segurança.

As BRR's 1 e 2 tiveram seus anéis de vedação internos dos selos n° 1 substituídos respectivamente nas paradas P 11 e P 12, por anéis com elastômeros resistentes às altas temperaturas, conforme recomendação da Westinghouse. Esta medida visa evitar um LOCA provocado por falha dos selos decorrente da falha de injeção de selagem com perda simultânea da refrigeração da barreira térmica. Este evento iniciador, perda de selagem com perda simultânea da refrigeração da barreira térmica, é levado em conta nos estudos de Análise Probabilística de Segurança, sendo de extrema importância para diminuir a probabilidade de sua ocorrência através do uso dos anéis acima relatados.

As BRR's foram rigorosamente inspecionadas conforme recomendação do fabricante dentro dos limites de 16000 a 24000 horas de funcionamento. Da parada P5 até a parada P12, o tempo máximo de funcionamento foi de 18300 horas na BRR 2.

Na parada P12 foram efetuados com resultados satisfatórios os ensaios de ultra-som deca-anuais nos volantes de inércia das BRR's,

As manutenções dos motores das BRR's, nas paradas, foram realizadas segundo as Tabelas 5.1 e 5.2 apresentadas a seguir:

Tabela 5.1 – Revisão das BRRs de 1995 a 1998

Paradas	P5	P6	P7	P8
Datas	1995	1996	1997	1998
Revisão de 1 ano	BRR #2	BRR #1	BRR #1 e #2	BRR #2
Revisão de 5 anos	BRR #1	BRR #2		
Revisão de 10 anos				BRR #1

Tabela 5.2 – Revisão das BRRs de 2000 a 2002

Paradas	P9	P10	P11	P12
Datas	2000	2001	2002	2002
Revisão de 1 ano	BRR #1	BRR #1 e #2	BRR #2	Falta sobressalente
Revisão de 5 anos			BRR #1	
Revisão de 10 anos	BRR #2			

É importante ressaltar que um funcionamento adequado das bombas evita que a usina opere com um único loop e diminui também a probabilidade de operar em circulação natural.

5.2.2.2 Preservação e controle do estado dos tubos dos geradores de vapor

Um dos pontos mais vulneráveis do SRR são os tubos dos geradores de vapor principalmente aqueles cujo processo de fabricação remonta à década de sessenta para os quais existe mecanismo de corrosão acentuada.

Embora o controle químico da água de alimentação para os geradores de vapor seja sempre rigorosamente mantido, um grande acúmulo de substâncias sólidas é depositado na placa inferior dos geradores favorecendo a ocorrência de mecanismos de corrosão. Com o intuito de amenizar a ocorrência de tais mecanismos, projetou-se um sistema de purga contínua dos geradores de vapor o qual tem por finalidade retirar a lama formada pelos produtos sólidos. É lógico que estes mecanismos não somente sofrem influência do contato direto destas substâncias com o material de fabricação dos tubos como também de outros processos.

O processo de partida, parada e operação de uma planta, aquece e resfria os tubos continuamente provocando tensão em seu material. Estas tensões irão favorecer uma aceleração nos mecanismos de corrosão, como por exemplo o “Stress Corrosion Cracking”. Uma forma de acompanhar todo o processo evolutivo da corrosão e verificar o estado dos tubos dos GVs com a finalidade de estabelecer medidas compensatórias. Nas paradas da planta para recarga, a medida compensatória é fazer remoção da lama acumulada na placa inferior dos geradores de vapor bem como avaliar o estado dos tubos através de “eddy current test”. Para os tubos em que haja risco de ocorrer uma falha, é recomendável sua retirada de operação através de tamponamento. Em contrapartida, paulatinamente o fluxo de refrigeração do reator vai diminuído devido ao tamponamento, até que em determinada hora, a geração seja também obrigatoriamente reduzida.

A curva de acompanhamento de redução de fluxo contínuo de refrigeração do reator devido aos constantes tamponamentos advindos do teste de “eddy current” é mostrada Figura 5.3. Na curva em questão, observa-se que foi encontrado um tamponamento máximo de 20% dos tubos dos Geradores de Vapor, considerando um erro de medida de 2% (Método Calorimétrico), a partir do qual teria que ser refeita a análise do Relatório Final de Análise de Segurança. Portanto para Angra 1, será necessário a partir deste ponto, reduzir a carga da unidade proporcionalmente à redução do fluxo primário ou fazer a troca dos geradores de vapor. Cabe aqui ressaltar que este tipo de problema com relação aos geradores de Angra 1 não é pontual, desde de 1983 quarenta usinas nucleares em todo mundo têm realizado grandes reparos ou trocas dos geradores de vapor.

Com a previsão de troca dos GV’s em Angra 1 para 2008, conforme cronograma aprovado, a Eletronuclear está realizando estudos para considerar a eliminação dos efeitos dinâmicos de quebras de linhas atualmente postuladas, através de estudos e análises, visando justificar a conclusão de que as linhas iriam provocar vazamentos antes da ocorrência de uma quebra "leak-before-break". Este conceito está baseado no fato de que a detecção do vazamento permitiria levar a planta para condições seguras antes que uma quebra viesse a ocorrer, evitando desta maneira, cargas assimétricas acentuadas e uma possível quebra da linha. Estes estudos levam em conta funcionamento com um único loop ou uma quebra de linha e outras situações de possíveis desbalanços.

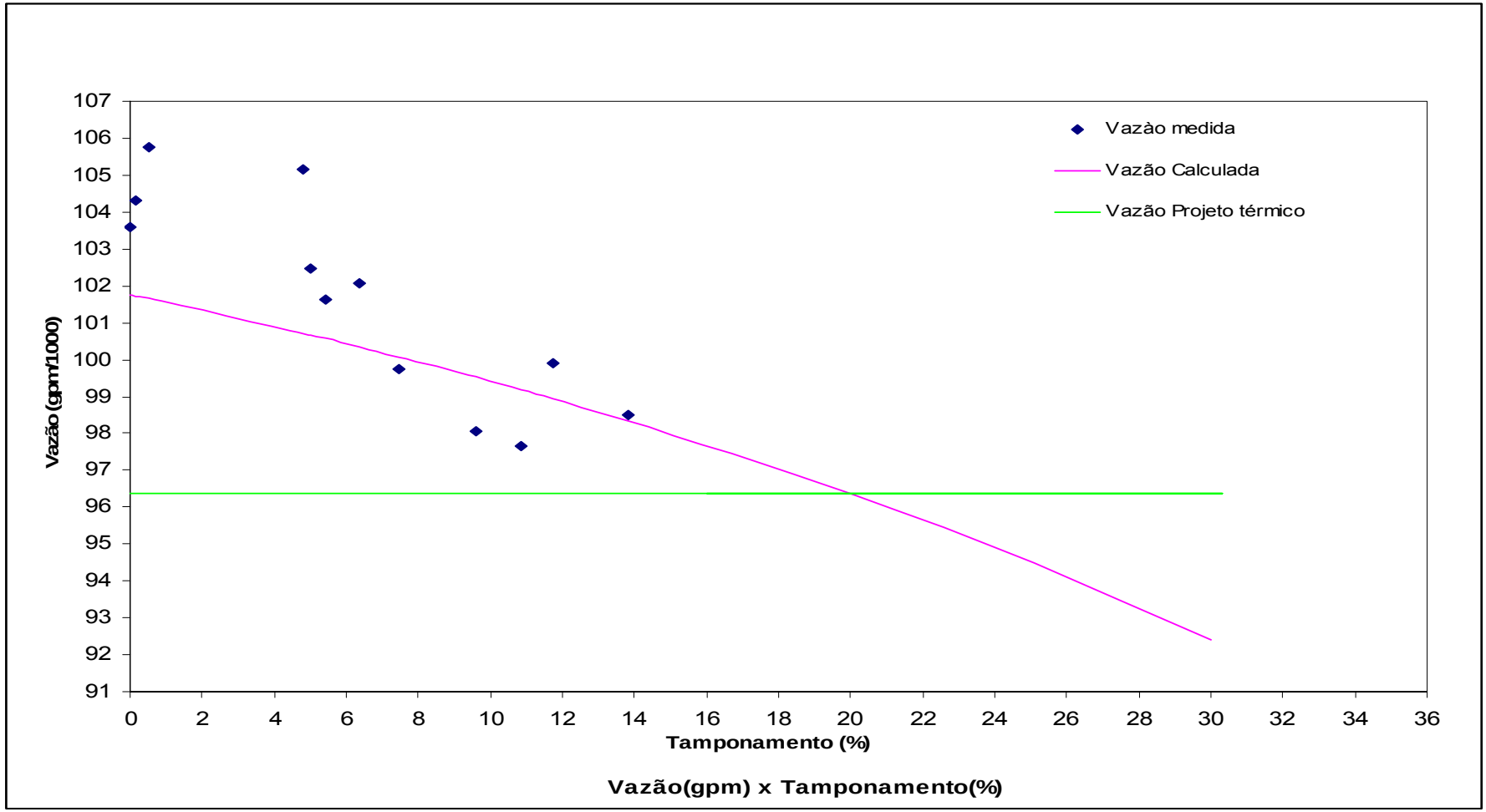


Figura 5.1 – Porcentagem de tubos tamponados e conseqüente redução de vazão no sistema de refrigeração do reator

5.2.3 Integridade da contenção

Os testes das taxas de vazamento local da contenção (Local Leakage Rate Test – LLRT) vêm sendo realizados em todas as paradas. Durante o teste são verificadas todas as penetrações mecânicas, as penetrações elétricas, as juntas de expansão, os tanques de isolamento da contenção, a porta de acesso da contenção, a câmara da porta de acesso de pessoal, o tubo de transferência de combustível e a porta de acesso de equipamento. Como pode ser comprovada pela Figura 5.4, a maior taxa de vazamento foi de 26432,80 cm^3/min em 1996 bem abaixo do valor limite que é de 61360 cm^3/min. Comparando-se os gráficos obtidos em cada parada podemos concluir que na maioria das vezes as penetrações mecânicas por serem em maior número contribuíram com cerca de 70% para a taxa de vazamento, salvo raras exceções em que a câmara da porta de acesso de pessoal teve contribuição significativa, chegando a um valor máximo de 59%, ou seja, 15170 cm^3/min. É importante frisar que a câmara tem como limite individual 5100 cm^3/min, porém como o limite total de 61360 cm^3/min não é ultrapassado, não se torna problemático trabalhar acima de um limite local.

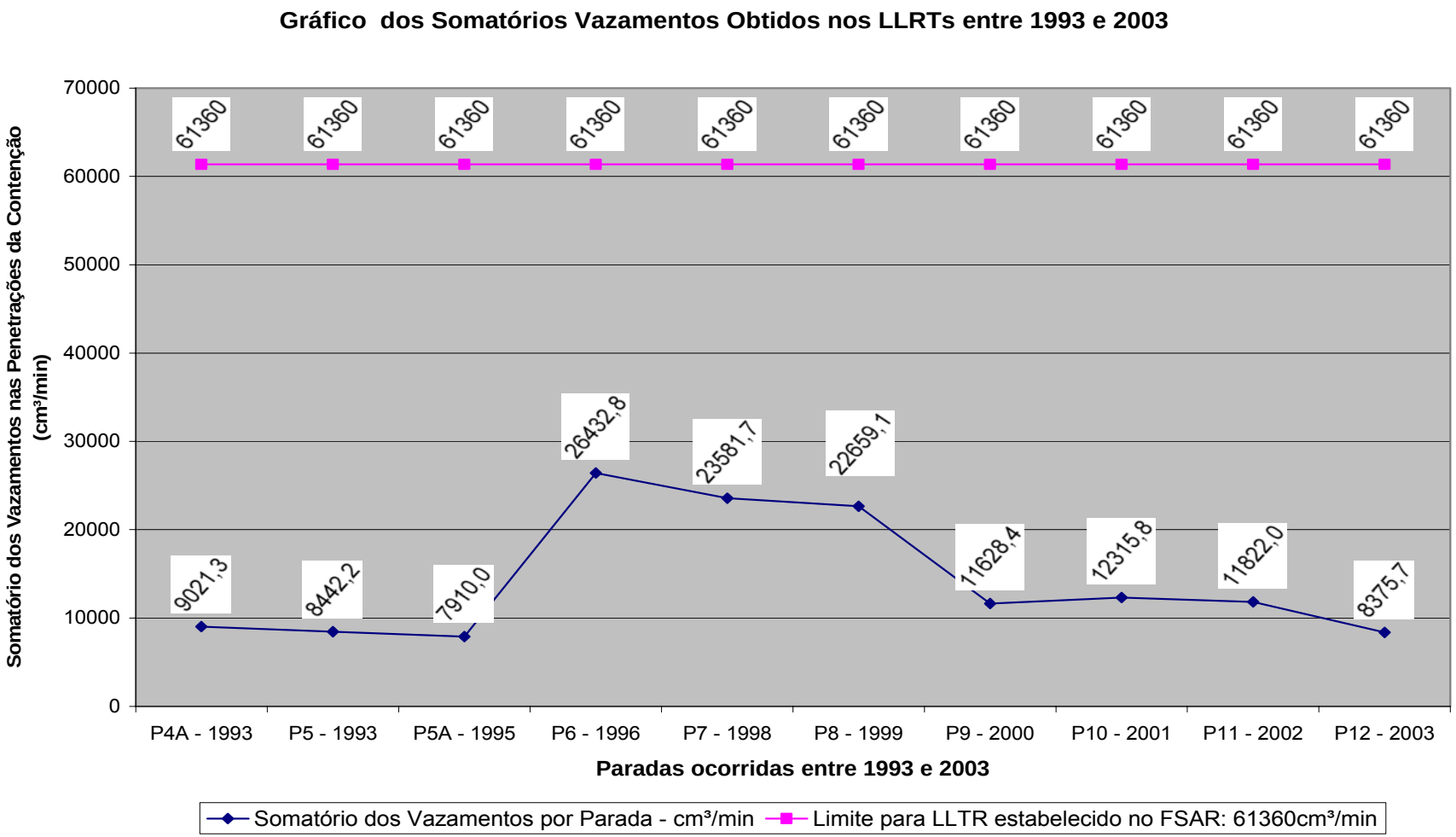


Figura 5.2 – Cálculo de Vazamento da Contenção pelo Somatório dos Vazamentos em Pontos Locais

5.3 Contabilização de transitórios

A contabilização de transitórios é de vital importância em instalações nucleares sob o ponto de vista de se preservar o estado das barreiras.

As operações de resfriamento e aquecimento da planta durante os períodos de partida e parada provocam um constante envelhecimento nos materiais do Sistema de Refrigeração do Reator o qual por Especificações técnicas (ET) tem um número limitado de tais eventos durante toda a vida da planta.

Outras operações que têm efeito semelhante com relação ao sistema primário, mas que afetam de forma mais contundente o combustível, são uma grande redução brusca de carga e o desligamento automático do reator, principalmente quando ocorrer em plena potência, os quais também possuem um número limitado de eventos estabelecidos pelas ET.

Existe um outro grupo de transitórios para os quais existe, além dos problemas acima relatados, desbalanço de carga entre primário e secundário provocando resfriamento excessivo ou perda de remoção de calor do combustível, assimetria entre loops que provoca esforços diferenciados entre eles, e circulação natural na qual a remoção de calor é feita por diferença de densidade entre o reator e os geradores de vapor. Como exemplo de desbalanço, tem-se uma perda de carga sem desarme do reator ou da turbina, com relação à assimetria, um exemplo clássico é a perda de uma das bombas de refrigeração do reator. Para completar os exemplos dados, toma-se com exemplo a perda total de energia elétrica a qual acarreta em desarme de todas as bombas de refrigeração do reator e conseqüente circulação natural do SRR.

Visando mostrar pelo menos uma das contabilizações acima exemplificadas, iremos fazer uma previsão de qual seria o tempo de vida útil da planta para o caso dos aquecimentos do sistema primário da usina de Angra 1.

Até 2003 foram registrados 59 ciclos de um total de 200 ciclos permitidos para este tipo de evento. A média anual histórica de 3 ciclos/ano, calculada pelo método dos mínimos quadrados, inclui também os eventos ocorridos durante os testes iniciais de comissionamento da usina, o que a faz extremamente conservativa. Utilizando-a como projeção até o ano de 2044 quando a usina completará 60 anos, serão contabilizados 182 ciclos, o que garante a vida útil da instalação até esta ocasião. Ver Figura 5.5 para maiores esclarecimentos.

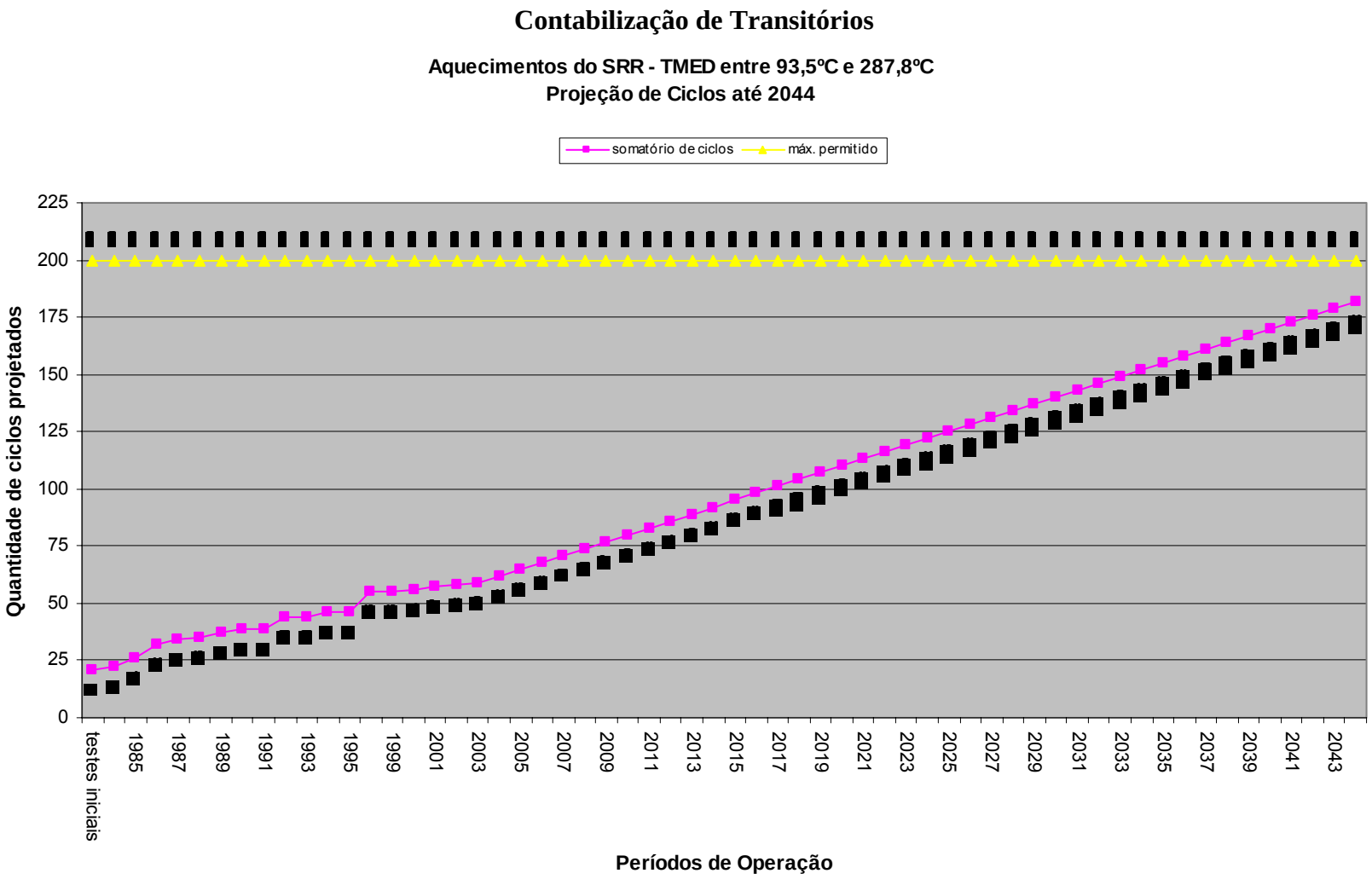


Figura 5.3 – Contabilização de Transitórios Referente aos Aquecimentos do SRR

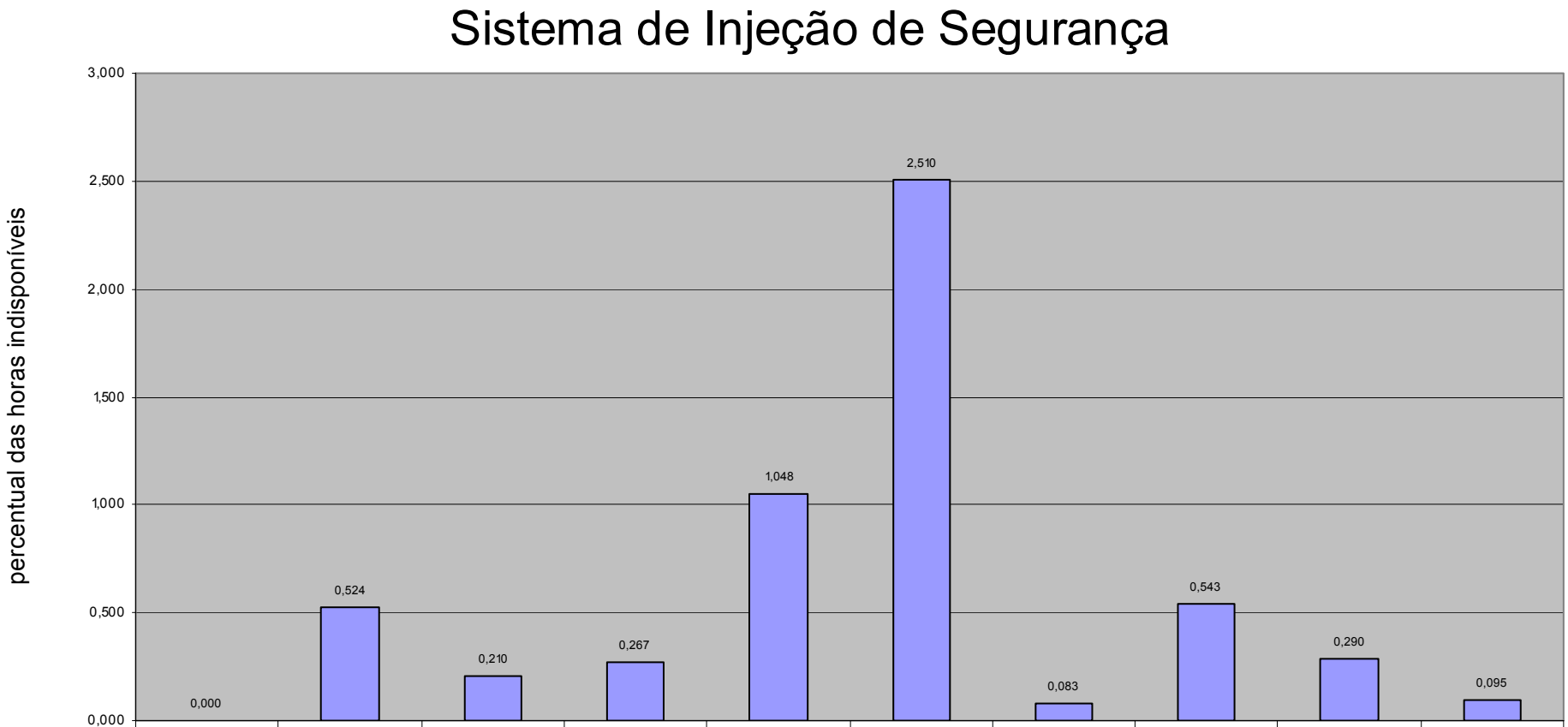
5.4 Indicadores de desempenho de sistemas

Os indicadores de desempenho são os melhores parâmetros de constante acompanhamento da performance dos sistemas e da instalação. Eles permitem que os gerentes visualizem os principais problemas com relação à segurança e os resolva antes que as principais barreiras venham a serem seriamente desafiadas.

Para o item em questão, serão apresentados os indicadores de performance do sistema de injeção de segurança de alta pressão e do sistema de meteorologia. Eles foram escolhidos porque a injeção de alta pressão, garante o resfriamento do núcleo mitigando as conseqüências de dano ao núcleo, e o sistema de meteorologia norteia a operação do plano de emergência no caso de uma possível liberação de material radioativo para o meio ambiente.

5.4.1 Indicador de desempenho do sistema de injeção de segurança

O indicador de desempenho do Sistema de Injeção de Segurança encontra-se em consonância com os dados retirados do documento Condições Limites de Operação das Especificações Técnicas bem como com o valor utilizado na área de APS para taxa de falha deste sistema, ou seja, o sistema opera normalmente sem grandes problemas. É importante observar que através da comparação do indicador com outros documentos utilizados durante operação da planta irá garantir a confiabilidade dos dados utilizados nestas diferentes áreas. Ver Figura 5.6.

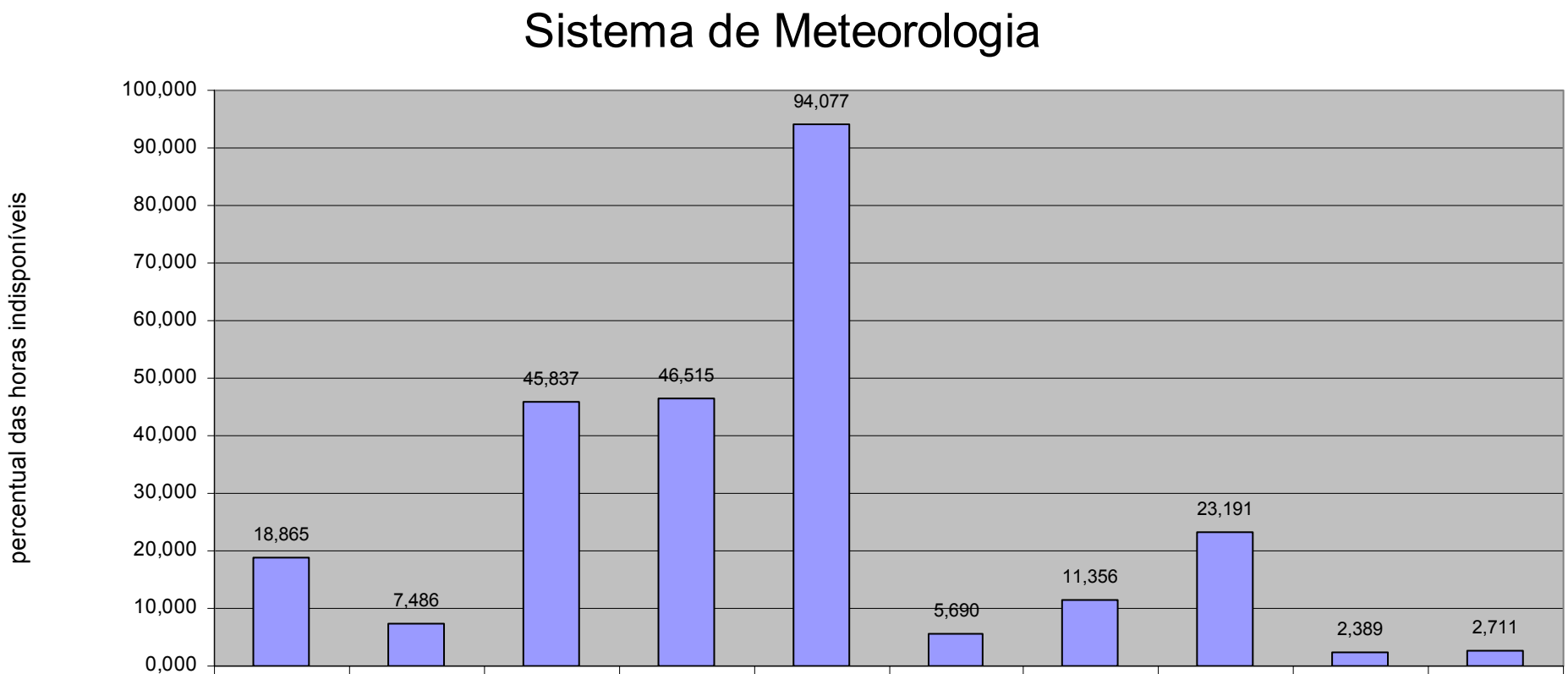


	%1994	%1995	%1996	%1997	%1998	%1999	%2000	%2001	%2002	%2003
Sistema SIS	0,000	0,524	0,210	0,267	1,048	2,510	0,083	0,543	0,290	0,095

Figura 5.4 – Porcentagem do Tempo em que o SIS fica indisponível em um ano de operação

5.4.2 Indicador de desempenho do sistema de meteorologia

O Sistema de Meteorologia (MET) apresentava constantes interrupções devido a problemas crônicos de projeto até que em 1999 ocorreu a substituição do sistema de meteorologia. Além desse, outros dois processos de modificação de projeto contribuíram para uma melhoria significativa do sistema, ou seja, construído compartimento para proteger os equipamentos de meteorologia da torre "A" contra descargas atmosféricas e duplicação da Estação Central do Sistema de Meteorologia (Redução da perda de Dados Meteorológicos Locais no caso da falha da Estação Central). A partir de 1999 como pode ser constatado na Figura.5.7, o sistema tem operado normalmente sem grandes desafios às Especificações Técnicas. Mostra-se aqui um exemplo da utilidade dos indicadores de performance quanto à antecipação na solução de problemas encontrados utilizando como base esta ferramenta.



	% 1994	% 1995	% 1996	% 1997	% 1998	% 1999	% 2000	% 2001	% 2002	% 2003
Sistema MET	18,865	7,486	45,837	46,515	94,077	5,690	11,356	23,191	2,389	2,711

Figura 5.5 – Porcentagem do Tempo em que o MET fica indisponível em um ano de operação

5.5 Experiência operacional interna

Os eventos em toda instalação nuclear são classificados de acordo com a sua importância com relação à segurança. Os eventos não diretamente relacionados com a segurança são classificados como Relatório de Desvio Operacional (RDO) não necessitando que seja feito uma investigação detalhada do evento utilizando-se ferramentas de análise de causa raiz. Em contrapartida os eventos relacionados com a segurança, mesmo que não diretamente, são classificados como Relatório de Evento Significante (RES), sendo que alguns deles por exigência do órgão regulador, são também classificados como Ocorrência de Relato Obrigatório (ORO). Estes eventos significantes normalmente são analisados em detalhe utilizando-se ferramenta de análise de causa raiz. Geralmente estes eventos ao serem analisados têm as principais falhas de barreiras classificadas, ou seja, falhas na condução do treinamento, falhas de projeto, falhas humanas, falhas de equipamentos, etc.

Através da análise dessa classificação acima mencionada consegue-se antever da mesma forma que os indicadores de desempenho, quais as principais causas para que estas falhas venham ocorrendo e o porquê de sua variação dentro de um mesmo período analisado. Com o intuito de esclarecer o acima exposto, será analisada a variação quanto à falha humana dos eventos classificados como ORO em Angra 1 nos períodos de 2000 a 2002, Figuras 5.1 a 5.4.

Nestes anos, verificou-se a ocorrência de um número acentuado de desarmes da Unidade por um mesmo motivo, principalmente os relativos ao controle de nível dos Geradores de Vapor. Isto se torna evidente no ano de 2001 em virtude da ida de operadores experientes de Angra 1 para a partida de Angra 2 e entrada de operadores novos em Angra 1. Isto seria esperado de ocorrer visto que a alta gerência já havia programado treinamentos em simulador de Controle de Nível dos Geradores de Vapor em baixa carga. Este fato pode também ser comprovado pelo indicador de performance da WANO de desligamentos automáticos não programados.

Comprova-se desta maneira a utilidade do cruzamento de informação através dos diversos processos estabelecidos em uma instalação nuclear. Portanto, a experiência operacional é uma poderosa ferramenta para analisar e entender o contexto e as falhas de barreiras a ele associadas através da análise detalhada de causa raiz.

Indicadores de Desempenho Para a Experiência Operacional Interna Tipos de Falhas Ocorridas no Período de 2000

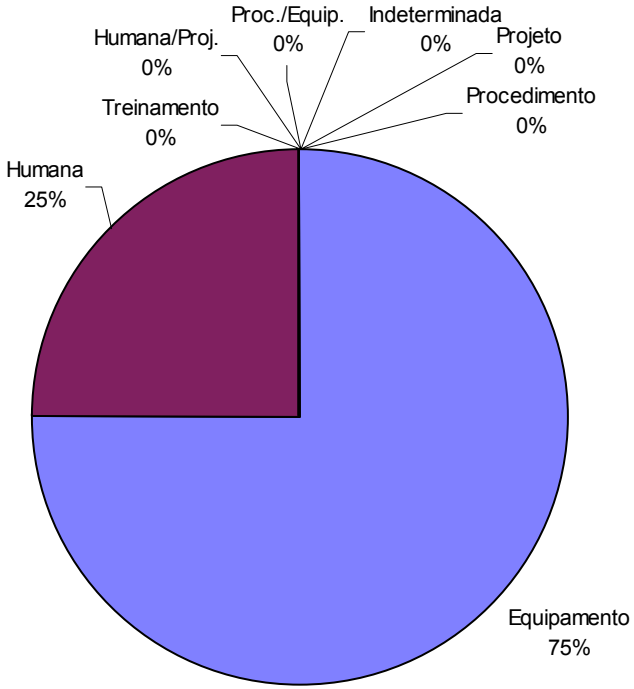


Figura 5.6 – Porcentagem de Falhas em Análise de Eventos

Indicadores de Desempenho Para a Experiência Operacional Interna Tipos de Falhas Ocorridas no Período de 2001

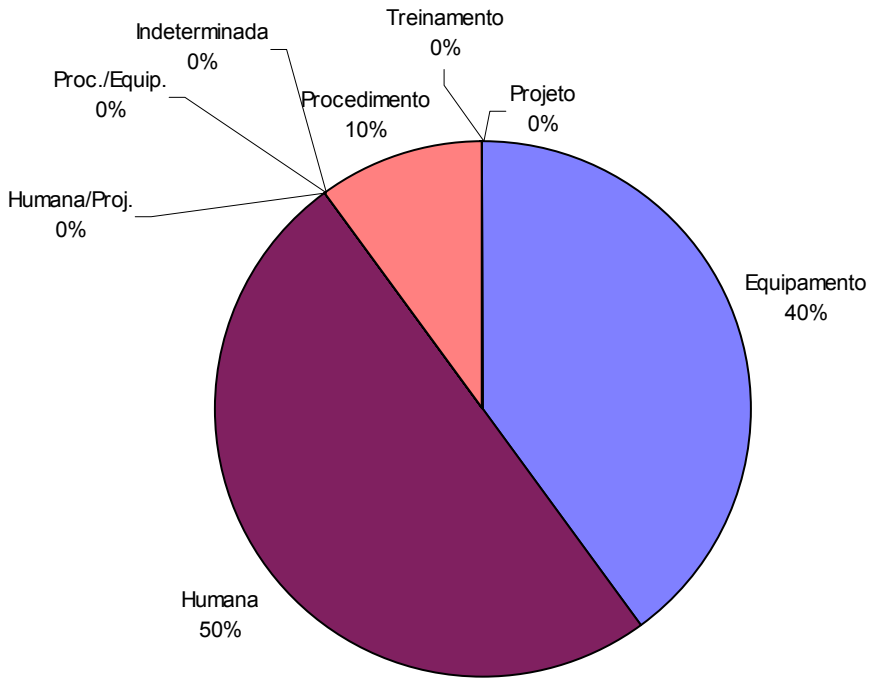


Figura 5.7 – Porcentagem de Falhas em Análise de Eventos

Indicadores de Desempenho Para a Experiência Operacional Interna Tipos de Falhas Ocorridas no Período de 2002

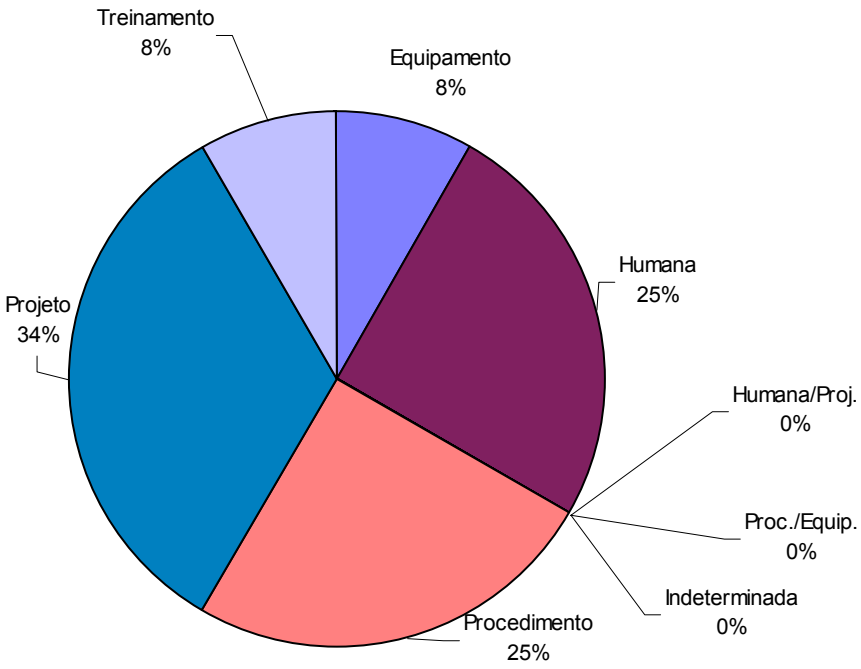


Figura 5.8 – Porcentagem de Falhas em Análise de Eventos

Falhas Humanas Ocorridas no Período de 1994 a 2003

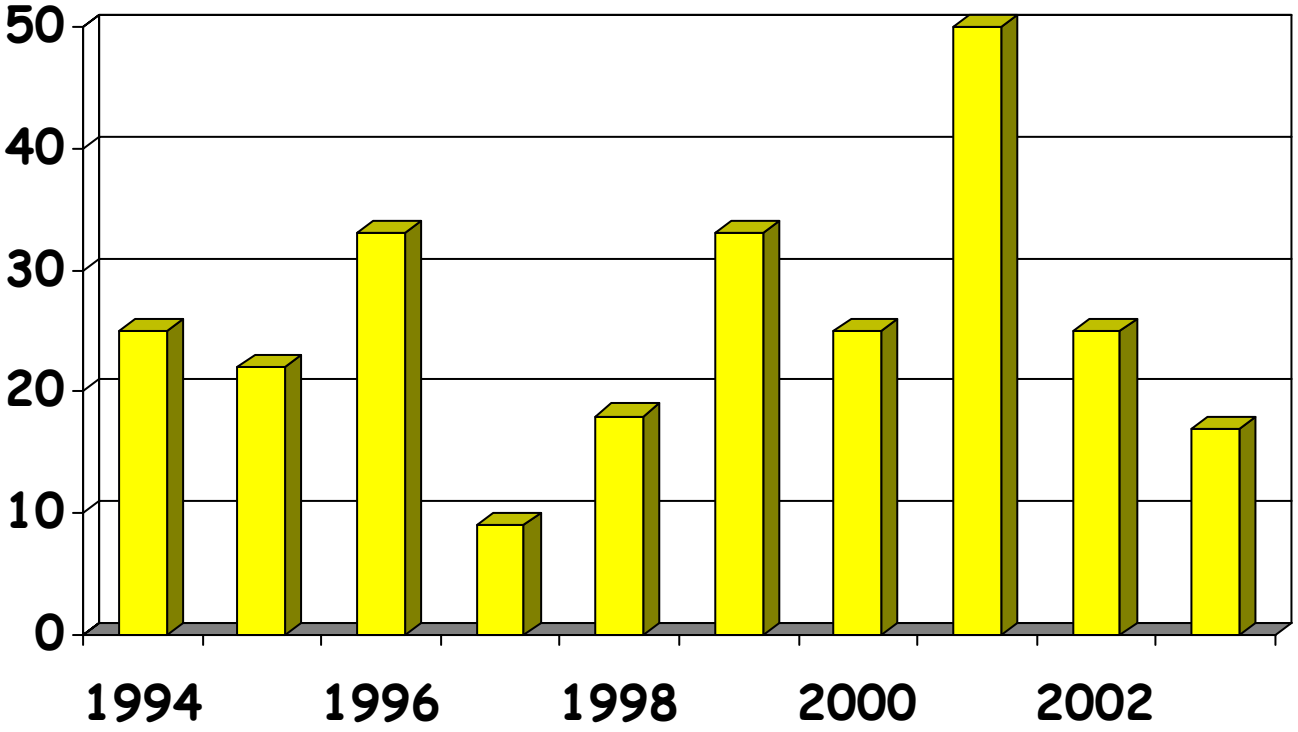


Figura 5.9 – Porcentagem de Falhas em Análise de Eventos

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

6.1 Conclusões

O objetivo principal deste trabalho foi apresentar a aplicação de indicadores de desempenho em ambientes operacionais de usinas nucleares no Brasil conforme exemplificado no capítulo 5.

As três principais barreiras físicas de uma instalação nuclear para evitar liberação de material radioativo para o meio ambiente devem ser preservadas e seus principais parâmetros controlados continuamente, seja em operação normal ou após a ocorrência de dano ao núcleo do reator . Estas barreiras são: o revestimento do combustível, o Sistema de Refrigeração do Reator e a Contenção. Isto pode ser comprovado através dos diversos itens aqui resumidamente colocados:

- Para a primeira barreira, o elemento combustível, os testes de engate da haste de acionamento, tempo de queda e de arraste da haste de engate das barras de controle sempre ficaram abaixo de seus valores limites. Portanto, em função do melhor gerenciamento do carregamento do núcleo em decorrência de códigos computacionais mais rápidos e precisos, a integridade do núcleo do reator vem sendo mantida em Angra 1.
- Para a segunda barreira, o Sistema de Refrigeração do Reator, considerou-se seus pontos mais vulneráveis, ou seja, os selos das bombas de refrigeração do reator e os tubos dos Geradores de Vapor.

  Uma das mais altas contribuições para a Freqüência de Danos ao Núcleo é a Perda Total de Energia Elétrica Externa, a qual acarreta a perda da barreira térmica das BRR's. Para manter a integridade dos selos, as BRR's 1 e 2 tiveram seus anéis de vedação internos dos selos no 1 substituídos por anéis com elastômeros resistentes às altas temperaturas, conforme recomendação do fabricante. Esta medida visa evitar um LOCA provocado por falha dos selos decorrente da falha de injeção de selagem com perda simultânea da refrigeração da barreira térmica.

Portanto, através de estratégias adequada de manutenção, a integridade dos selos destas bombas vem sendo mantida.

Para os tubos dos geradores de vapor em que haja risco de ocorrer uma falha, é recomendável sua retirada de operação através de tamponamento. Em contrapartida, paulatinamente o fluxo de refrigeração do reator vai diminuído devido ao tamponamento, até que em determinada hora, a geração seja também obrigatoriamente reduzida. Através de acompanhamento do estado dos tubos por testes de "eddy current" e da redução do fluxo de refrigeração do reator a integridade deste trecho do SRR vem sendo mantida.

- Para a terceira e última barreira, a Contenção, foram considerados os testes locais de vazamentos, ou seja, Local Leakage Rate Test (LLRT). Em todos os testes realizados de 1994 até 2003, os vazamentos ficaram bem abaixo do valor limite de 61360 cm^3. Isto garante que mesmo na ocorrência de dano ao núcleo do reator materiais radioativos que por ventura viessem a serem liberados estariam bem abaixo dos valores limites para o meio ambiente.

Quanto aos transitórios, principalmente as operações de resfriamento e aquecimento da planta durante os períodos de partida e parada, as quais desafiam todas as barreiras, chegou-se a seguinte conclusão:

- Até 2003 foram registrados 59 ciclos de um total de 200 ciclos permitidos para as operações de aquecimento e resfriamento. Utilizando-se a média anual histórica de 3 ciclos/ano como projeção até o ano de 2044 quando a usina de Angra 1 completará 60 anos, serão contabilizados 182 ciclos, o que garante a vida útil da instalação até esta ocasião.

Através do acompanhamento dos indicadores de desempenho consegue-se detectar se os sistemas de segurança estão funcionando adequadamente para mitigar as conseqüências na ocorrência de acidente ou transitório. No capítulo 5 isto foi evidenciado através dos indicadores do Sistema de Injeção de Segurança e do Sistema

de Meteorologia.

- O Sistema de Injeção de Segurança mostrou-se altamente confiável atendendo os critérios de segurança e as bases de projeto conforme comprovado pelo seu indicador de desempenho, enquanto o Sistema de Meteorologia, teve que sofrer processos de modificações de projeto até atingir um funcionamento que atendesse os requisitos de segurança.

Eventos ao serem analisados têm as principais falhas de barreiras classificadas, ou seja, falhas na condução do treinamento, falhas de projeto, falhas humanas, falhas de equipamentos, etc. A análise de causa raiz dos eventos pelo programa de Experiência de Operacional Interna no período de 2000 a 2002 detectou problemas de falha humana pelos motivos abaixo descritos:

- Ao se analisar os eventos e classificá-los, verificou-se a ocorrência de um número acentuado de desarmes da Unidade por um mesmo motivo, principalmente os relativos ao controle de nível dos Geradores de Vapor. Isto se torna evidente no ano de 2001 em virtude da ida de operadores experientes de Angra 1 para a partida de Angra 2 e entrada de operadores novos em Angra 1. Isto seria esperado de ocorrer visto que a alta gerência já havia programado treinamentos em simulador de Controle de Nível dos Geradores de Vapor em baixa carga. Este fato pode também ser comprovado pelo indicador de performance da WANO de desligamentos automáticos não programados. Conclui-se desta maneira que através da análise dos indicadores de desempenho e dos eventos, os gerentes visualizam as áreas que necessitam um maior suporte.

Outro objetivo foi o de fornecer subsídios para criar indicadores de desempenho de forma sistemática e estruturada. Conforme é demonstrado através dos capítulos 1, 2, 3 e 4.

Capítulo 1

- O desenvolvimento estruturado de indicadores de performance de segurança para a área nuclear, pode ser facilmente adaptado para qualquer indústria. É interessante ressaltar que enquanto cada instalação possa utilizar a estrutura proposta como ponto de partida, programas individuais devem ser desenvolvidos para adaptar a estrutura às

necessidades específicas de cada instalação. Para isso, devem ser claramente definidos as bases e os critérios de projeto da instalação.

Capítulo 2

- Verifica-se que é de suma importância durante o processo de criação dos indicadores de desempenho para uma organização, visualizar a abrangência desses indicadores pelas diversas áreas de um processo bem como pelos diversos setores de uma organização. Esta abrangência permite que a alta gerência estabeleça medidas compensatórias ou melhorias dos processos focados em itens relevantes estabelecidos através dos indicadores de desempenho.
- O objetivo dos valores relacionados aos indicadores de desempenho não é o de se obter o grau de segurança através de uma medida direta, embora a performance da segurança possa ser obtida pela inferência dos resultados obtidos. O valor numérico de qualquer indicador, caso seja analisado separadamente, não é representativo da situação da instalação em termos de segurança, entretanto é de inestimável valor quando considerado no contexto de todos os indicadores de desempenho da instalação.
- É difícil pensar no binômio segurança e produção como não conflitantes, e de que ambas não produzem resultados não antagônicos. Contudo, a experiência ao longo dos anos tem mostrado para toda a industria que isto não é verdadeiro. Instalações com excelentes indicadores em ambas as áreas tendem a obter excelentes performances de segurança. Portanto, um conjunto de parâmetros utilizados tendo como objetivo a segurança assim como o lado produtivo pode resultar numa avaliação adequada da performance de segurança da instalação.

Capítulo 3

- Com a normalização dos indicadores de desempenho de uma usina com base na probabilidade da perda da função de segurança de uma outra de redundância diferente, será possível fazer-se comparação entre o desempenho de ambas.

- Os indicadores de desempenho também podem ser criados analisando-se os aspectos qualitativos relacionados à segurança. Estes indicadores podem ser hierarquizados baseando-se nas experiências de especialistas.
- A mesma filosofia adotada para a criação de indicadores quantitativos continua sendo válida, ou seja, os critérios de defesa em profundidade são também utilizados para criar indicadores de desempenho qualitativos.

Quando do acompanhamento de todo o processo de criação dos indicadores de desempenho, inclusive levando-se também em conta a análise dos eventos internos e externos à planta, consegue-se chegar a conclusões de caráter geral com as abaixo mencionadas:

- Problemas de Interface Homem Máquina são bem melhor visualizados quando o contexto é analisado de maneira global, ou seja, sala de controle, ambientes operacionais e os processos no campo. A maioria dos trabalhos nesse sentido normalmente leva somente em conta a sala de controle. Portanto, a Experiência Operacional permite detectar os principais pontos vulneráveis nas demais áreas facilitando levantamentos ergonômicos específicos fora da sala de controle.
- Uma maior integração entre a operação de uma instalação com o pessoal da manutenção e demais áreas através de dados consolidados, implicaria numa melhoria do controle de todo o processo. Na maioria das industrias inclusive na nuclear, dados operacionais são gerados e não são integrados num único banco com os dados das demais áreas, principalmente com os dados da manutenção. Isto gera conflitos e dificulta a visualização de todo o contexto produtivo.

6.2 Recomendações

- Seria recomendável o desenvolvimento de um trabalho específico na área nuclear integrando todas as informações necessárias envolvidas com itens de segurança a partir do momento em que a operação emitisse o

registro sobre as Condições Limites de Operação estabelecidas pelas especificações Técnicas. Este trabalho facilitaria enormemente a consolidação de todos os dados necessários aos estudos de Análise Probabilística de Segurança, de Regras de Manutenção, bem como na análise de causa raiz de um evento e na criação de indicadores de maneira sistemática e estruturada. Esta integração possibilitaria também a geração automática da quantificação dos indicadores de desempenho estabelecendo-se desta forma a Experiência Operacional "On line".

Referências Bibliográficas

ATKINSON, C. M., 2000, "International Performance Indicators And Uk Nuclear Electricity Genarators". In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

CALDUCH, F. & PALOMO, J., 2000, "Cofrentes Npp Indicators To Monitor Operational Safety Performance", Iberdrola-Cofrentes NPP, In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

CHAPOT, J.L.C. et alii, 2002, "Fuel Failures Causes and their Mitigations", In: *IAEA Technical Committee Meeting*, Bratslav, Slovak Republic, June.

COBO, A. G., 2000, "Indicators to Monitor Npp Operational Safety Performance", In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October

HILL, T., 2000, "Safety Indicators In The Nuclear Regulatory Process In South Africa", Koeberg Project Department, National Nuclear Regulator, In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

HIMANEN, R., 2000, "Application Of Wano-Pi System And Living Psa As Safety Indicators In Olkiluoto Npp", Nuclear Reliability, In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

IAEA (1991), *Safety Culture*, International Safety Advisory Group, Safety Series, INSAG-4, International Atomic Energy Agency,:Wagramerstrasse, Viena, Austria.

IAEA (1996), *Defense in Depth in Nuclear Safety*, INSAG-10, International Atomic Energy Agency, TECDOC-1141:Wagramerstrasse, Viena, Austria.

IAEA (2000), *Operational Safety Performance Indicators for Nuclear Power Plants,* International Atomic Energy Agency, TECDOC-1141:Wagramerstrasse, Viena, Austria, May.

KENT W., HAMLIN, P. E. & SHIMADA, Y., 2000, "Wano Performance Indicators", In: World Association of Nuclear Operators, In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

LEE, S. Y. and BAE, K.H., 2000, "Experience In The Use Of Performance Indicators In Korea", In: Regulatory Analysis Department, Korea Institute of Nuclear Safety, In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

LYRA, M., 2002, "Operational Safety Performance Indicators – Reliability of Safety Systems", In: Technical Report GAS, T/BP/1168/020002, Eletronuclear, January.

MAROÑO, M., 2000, "New Performance Indicator In Spain", In: Research Center for Energy, Environment and Technology, CIEMAT, In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

NUREG/CR-5167 (1999), *Cost/Benefits Analysis for Generic Issue 23: Reactor Coolant Pump Seal Failure,* prepared by SCIENTECH - U. S, Nuclear Regulatory Commission: Washington DC, Issue 23.

RAHBAR, M. K., ERIKSON, H., SEWELL, R. T., 2000, "A New Approach To Development Of A Risk-Based Safety Performance Monitoring System For Nuclear Power Plants", In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

RIBEIRO, G. S., 1996, "Plano de Segurança em Paradas de Angra 1" - PA-GE/T 002.96 e PA-GE 51, ELETRONUCLEAR.

SANTOS, V., ZAMBERLAN, M. C., 2005, *Ergonomia e Confiabilidade Humana no Controle de Processos Contínuos,* 1º ed. Rio de Janeiro, Mafre do Brasil.

SCHMOKER, U, PROHASKA, G., HUMBEL, S., WILHELM H., 2000, "Performance Indicators: Relationship to Safety and Nuclear Power Regulatory and Inspection Programs", Swiss Federal Safety Inspectorate, HSK, In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

SOUZA e VIEIRA (2005), *Relatório da Revisão Periódica de Segurança da CNAAA, Unidade 1*, GEA.T , ELETRONUCLEAR.

SUAREZ, J. and HERMANA, I., 2000, "Risk Indicators at Cofrentes Npp", Nuclear Generation Department, Iberdrola Ingenieria y Consultoria, In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

TANAKA, J., 2000, "Development of Npp Safety Performance Indicator in Japan", Nuclear Power Engineering Corporation, In: *Safety Information Research Center, Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

TÖTH, J. and HADNAGY, L., 2000, "Assessment of Human Performance and Safety Culture At Paks Nuclear Power Plant", Department of Nuclear Safety, Paks NPP, In: *Safety Performance Indicators*, Madrid, Spain, October.

WANO (2000), *WANO Safety Performance Indicators,* World Association of Nuclear Operators, Paris, France

Apêndice A

Indicadores de Desempenho da Wano

1.0 Fator de capacidade da unidade *108*
1.1 Objetivo **108**
1.2 Definição **108**
1.3 Elementos Constituintes dos Dados **108**
1.4 Formulas e Cálculos **109**
1.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados **111**
1.6 Condições Iniciais e cálculos **116**
2.0 Fator de Perda de Capacidade não Planejada da Unidade *119*
2.1 Objetivo **119**
2.2 Definição **119**
2.3 Elementos Constituintes dos Dados **119**
2.4 Fórmulas e Cálculos **120**
2.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados **121**
2.6 Cálculo do Fator de Perda de Capacidade Não Planejada (UCL) **125**
3.0 Indicador Químico *126*
3.1 Objetivo **126**
3.2 Definição **126**
3.3 Elementos Constituintes dos Dados **127**
3.4 Fórmulas e Cálculo **129**
3.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados **131**
3.6 Cálculos para o Indicador Químico **132**
4.0 Indicador de Confiabilidade do Combustível *134*
4.1 Objetivo **134**
4.2 Definições **135**
4.3 Elementos Constituintes dos Dados **136**
4.4 Fórmulas e Cálculo **136**
4.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados **138**
4.6 Cálculos do Indicador de Confiabilidade do Combustível **143**
5.0 Desarme Automático Não Planejado por 7000 Horas com o Reator Crítico *147*
5.1 Objetivo **147**
5.2 Definição **147**
5.3 Elementos Constituintes dos Dados **148**
5.4 Fórmulas e Cálculos **149**

5.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados 149

5.6 Cálculo para o Desarme Automático Não Planejado por 7000 Horas com o Reator Crítico 150

6.0 Desempenho dos Sistemas de Segurança 153

6.1 Com base nos componentes 153

6.2 Desempenho dos Sistemas de Segurança (com base nos trens) 179

7.0 Dose Coletiva 206

7.1 Objetivo 206

7.2 Definições 206

7.3 Elementos Constituintes dos Dados 206

7.4 Fórmulas e Cálculo 207

7.5 Critérios e esclarecimentos para a validação dos dados 208

7.6 Cálculo do indicador de dose coletiva 208

8.0 Taxa de Acidentes de Segurança Industrial 211

8.1 Objetivo 211

8.2 Definição 211

8.3 Elementos Constituintes dos Dados 211

8.4 Formulas e Cálculo 212

8.5 Critérios e Esclarecimentos para Validação dos Dados 213

8.6 Cálculo do Indicador da Taxa de Acidentes de Segurança Industrial 214

1.0 Fator de capacidade da unidade

1.1 Objetivo

O objetivo deste indicador é o de monitorar o progresso na busca da alta confiabilidade na produção de energia. Este indicador reflete a efetividade das práticas e programas da Usina para maximizar a geração elétrica disponível, e prover uma indicação geral das condições da operação e da manutenção da Usina.

1.2 Definição

Fator de Capacidade da Unidade é definido como a taxa, expressa em percentagem, da geração de energia disponível em um dado período de tempo em relação a um valor de geração de energia nominal, para o mesmo período de tempo. Ambos os termos de geração de energia são determinados em relação às condições ambientais de referência.

Geração de energia disponível é a energia que poderia ter sido produzida em condições ambientais de referência considerando somente as limitações associadas ao controle gerencial da Usina, ou seja, desempenho dos equipamentos e do pessoal da Usina, e o controle dos serviços.

Geração de energia nominal é a energia que poderia ser produzida se a unidade fosse operada continuamente a plena carga sob condições ambientais de referência.

Condições ambientais de referência são condições ambientais representativas (ou típicas) das condições anuais do meio ambiente da unidade.

1.3 Elementos Constituintes dos Dados

Os seguintes dados são requeridos para determinar o valor desse indicador para cada unidade:

- geração de energia nominal, expressa em unidades de megawatt-hora (elétricos)

- perda de energia planejada: é a energia que não foi produzida durante o período, resultante de desligamentos ou redução de cargas planejadas devido a causas de responsabilidade gerencial da Usina. As perdas de energia são consideradas como planejadas se assim o foram com no mínimo quatro semanas de antecedência. As perdas de energia consideradas como de responsabilidade gerencial da Usina estão definidas mais adiante nas "Observações". A perda de energia planejada é expressa em unidades de megawatt-hora.

- perda de energia não planejada: é a energia que não foi produzida durante o período, resultado de desligamentos não planejados, paradas da unidade que ultrapassam o tempo previsto, ou redução de carga não planejada devido a causas de responsabilidade gerencial da Usina. As perdas de energia são consideradas como não planejadas se assim não o foram com no mínimo quatro semanas de antecedência. As perdas de energia consideradas como de responsabilidade gerencial da Usina estão definidas mais adiante nas "Observações". A perda de energia não planejada é expressa em unidades de megawatt-hora.

1.4 Formulas e Cálculos

O fator de capacidade da unidade é determinado para cada período, como mostrado abaixo:

- Valor para uma unidade $= \dfrac{(REG - PEL - UEL)x100\%}{REG}$ (1.1)

Onde:

REG = geração de energia nominal para o período

PEL = total de perdas de energia planejadas para o período

UEL = total de perdas de energia não planejadas para o período

Perda de energia planejada:

$$PEL = ((PPL \times HRP) \quad (1.2)$$

onde:

PPL = perda de potência planejada: é a descida de potência em megawatts devido a um evento planejado

HRP = horas operadas a potência reduzida (ou desligada) devido a um evento planejado.

Nota: O total das perdas de energia planejadas para o período é a soma das perdas decorrentes de todos os eventos planejados

Perda de energia não planejada:

$$UEL = ((UPL \times HRU) \quad (1.3)$$

onde:

UPL = perda de potência não planejada: é a descida de potência em megawatts devido a um evento não planejado

HRU = horas operadas a potência reduzida (ou desligada) devido a um evento não planejado

Nota: O total das perdas de energia não planejadas para o período é a soma das perdas decorrentes de todos os eventos não planejados.

Em geral, os fatores de capacidade da unidade, para Usinas individualmente, serão apresentados como sendo de um período de três anos de forma a minimizar o impacto das variações individuais devido às paradas para recarregamento de combustível e para manutenções planejadas.

No item 1.6 é apresentado um exemplo de dados coletados para este indicador de desempenho como também seu cálculo.

1.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados

Este item tem por finalidade esclarecer como aplicar os critérios para estabelecer os elementos que fazem parte da fórmula de cálculo, bem como mostrar um cálculo prático do indicador por intermédio de situações mais comuns encontradas em qualquer unidade operacional.

A geração de energia nominal é determinada pela multiplicação da potência nominal da Usina pelo período em horas.

A potência nominal da unidade é a capacidade máxima de potência da unidade sob condições ambientes de referência. Se a máxima capacidade de potência tiver sido determinada através de um teste formal, a potência nominal da unidade é determinada pela correção dos resultados de testes tendo em vista condições ambientais de referência. Se um teste formal não foi realizado, a potência nominal pode ser baseada em valores de projeto, ajustados pelas condições ambientais de referência. A potência nominal da unidade é esperada se manter constante a menos que sejam feitas modificações de projeto que afetem a capacidade da unidade.

As condições ambientais de referência são condições ambientais representativas das condições anuais (ou típicas) do meio ambiente da unidade. É esperado que o histórico das temperaturas da água de circulação seja utilizado para determinar as condições ambientais de referência. As mesmas condições ambientais de referência serão geralmente aplicadas pelo tempo de vida da unidade. Revisões periódicas dessas condições de referência não são requeridas.

Perdas de energia planejadas (aquelas programadas com pelo menos quatro semanas de antecedência) causadas pelas condições a seguir devem ser incluídas ao se computar o fator de capacidade da unidade porque elas são consideradas como de responsabilidade gerencial da Usina:

- ◊ paradas para recarregamento ou para manutenções planejadas
- ◊ paradas ou redução de carga para teste, reparos, ou outras causas relativas a pessoal ou a equipamentos da Usina, planejadas

Perdas de energia devido a testes podem ser consideradas como planejadas se elas são identificadas pelo menos com quatro semanas de antecedência e são parte de um programa regular, mesmo que a época exata do teste não tenha sido decidida com quatro semanas de antecedência.

Perdas de energia não planejadas causadas pelas condições a seguir devem ser incluídas ao se computar o fator de capacidade da unidade porque elas são consideradas como de responsabilidade gerencial da Usina:

- ◊ paradas não planejadas para manutenção
- ◊ paradas ou reduções de carga para testes, reparos, não planejadas, ou outras causas relativas a pessoal ou a equipamentos da Usina
- ◊ prolongamentos de paradas não planejadas
- ◊ paradas ou reduções de carga não planejadas que são causadas por, ou prolongadas por, ações do órgão regulador tomadas como resultado de desempenho de pessoal ou de equipamentos da Usina, ou ações do órgão regulador geralmente aplicadas a Usinas semelhantes

Perdas de energia devido a causas como a seguir não devem ser consideradas ao se computar o fator de capacidade da unidade porque essas perdas não são consideradas como estando sob a responsabilidade gerencial da Usina:

- ◊ falha ou instabilidade da rede
- ◊ não necessidade de geração (desligamento por motivos de reserva de energia, por motivos de economia, ou por controle de freqüência do sistema)
- ◊ limitações ambientais (tais como maré muito baixa, ou restrições na tomada d'água que não puderam ser prevenidas por ações operacionais)
- ◊ greve de trabalhadores (ver nota de esclarecimento abaixo)
- ◊ queima do combustível além dos valores de projeto
- ◊ variações sazonais na temperatura da água de resfriamento

Os valores de perda de potência planejada ou não planejada a serem utilizados ao se computarem perdas de energia devido a um particular evento são as perdas que poderiam ter ocorrido se a unidade estivesse operando no nível de potência nominal na hora do evento. As perdas de potência relativa à potência nominal podem ser determinadas por uma das seguintes técnicas:

(1) subtração do nível real de potência, durante o evento, do nível de potência imediatamente anterior ao evento quando a potência estava no nível da potência nominal ou próximo dela.

(2) computação da redução do nível de potência que poderia ter ocorrido com a unidade se esta estivesse no nível da potência nominal.

(3) utilização do histórico dos dados de eventos similares ocorridos no nível de potência nominal. Por exemplo, se uma certa unidade experimenta uma perda de potência de 10 MW, devido a um problema de equipamento, enquanto operando a 75 % da potência nominal e que, é determinado, a partir de cálculos ou a partir de eventos similares que tenham ocorrido na potência nominal, que o mesmo problema com o equipamento poderia ter resultado em uma perda de potência de 20 MW no nível da potência nominal, então o valor a ser utilizado ao se computarem as perdas de energia deve ser 20 MW.

Para eventos envolvendo paradas planejadas e não planejadas e partidas decorrentes dessas paradas, a potência nominal da unidade deve ser utilizada como base para a computação de perdas de potência.

Se ocorrerem perdas de energia durante um evento devido a uma combinação de causas de responsabilidade gerencial e causas fora da responsabilidade gerencial, a parcela do total de perdas causadas por fatores de responsabilidade gerencial deve ser identificada e incluída ao se computar o fator de capacidade da unidade.

Paradas ou reduções de cargas causadas por greve de trabalhadores que ocorram durante a operação da unidade não são normalmente incluídas como perdas de energia planejadas ou não planejadas porque essas perdas de energia não estão sob a

responsabilidade direta da gerência da Usina. Contudo, se durante a greve a unidade se torna incapaz de dar partida ou operar por causa de falhas de equipamentos, manutenções, revisões, ou outras atividades tais como recarregamento, então, as perdas de energia durante o tempo em que a unidade estiver inoperante serão incluídas. Se uma greve de trabalhadores ocorre durante uma parada, qualquer prolongamento da parada será incluído como perdas de energia o tanto quanto a unidade estiver impedida de partir seja por falhas de equipamentos, manutenções, revisões, ou outras atividades tais como recarregamento.

Em geral, modificações na data de início de uma parada ou de uma redução de carga devem ser anunciadas pelo menos com quatro semanas de antecedência para ser considerada como "planejada". Contudo, se uma mudança na data de partida é requerida pelo despacho de carga menos de quatro semanas de antecedência, a parada ou a redução de carga é considerada como "planejada".

Se uma unidade inicia uma parada ou uma redução de carga antes da data programada, a perda de energia desde do início da parada ou da redução de carga até a data programada para o início da parada é considerada como perda de energia não programada.

Se uma parada se prolonga além da data programada para a partida, por necessidade de se completarem serviços originalmente programados ou para se completarem serviços de manutenção corretiva em equipamentos requeridos para a partida, todas as perdas de energia associadas com este prolongamento de parada devem ser consideradas como "não planejadas". Contudo, prolongamentos de paradas para se completarem serviços originalmente não programados (p.ex. manutenção preventiva ou modificações) para serem executados durante a parada devem ser considerados como "planejados" se os serviços foram programados com pelo menos com quatro semanas de antecedência. Prolongamento de paradas podem ser re-classificados de "não planejados" para "planejados" desde que as atividades de manutenções corretivas requeridas para a partida estejam encerradas dentro do prazo de execução para a respectiva atividade planejada remanescente que tenha sido programada com pelo menos quatro semanas de antecedência. Este esclarecimento também se aplica à redução de cargas.

As datas programadas de início e de término de paradas e de redução de cargas, planejadas, são aquelas datas negociadas e acordadas com o despacho de carga (e/ou com a rede interligada, se aplicável). Essas datas podem divergir das datas constantes da programação detalhada das atividades utilizada pela unidade para administrar a parada.

As perdas de energia relacionadas com reduções de cargas que precedem a um desligamento, e subidas de carga que sucedem a desligamentos devem ser categorizados como "planejados" ou "não planejados" dependendo se o desligamento foi "planejado" ou "não planejado". Por exemplo, perdas de energia durante a entrada e a retomada de uma parada planejada serão consideradas como perdas planejadas. Caso ocorra um prolongamento da parada (não-planejada) ao final de uma parada planejada, as perdas de energia durante a retomada da parada serão ainda consideradas como "perdas planejadas" porque o desligamento foi originalmente causado por uma parada planejada (veja na Tabela 1.1, período de tempo 5-6 como exemplo desta situação). As perdas de energia devido a testes requeridos após um recarregamento são consideradas como "perdas planejadas".

Uma unidade que está desligada, como reserva, será considerada como disponível se ela puder ser partida dentro do tempo normal requerido para a partida da unidade. Se estiverem sendo realizados trabalhos em equipamentos da Usina que possam impedir o seu retorno, a energia que potencialmente poderia estar sendo produzida enquanto a Usina estiver indisponível deve ser computada e utilizada ao se determinar o fator de capacidade da unidade, mesmo que a Usina não seja requerida dar partida durante esse período.

Pode ser utilizada tanto a energia líquida ("net energy" = 626 MW para Angra 1) ou a energia bruta ("gross energy" = 657 MW para Angra 1); contudo, deve ser mantida a consistência para todos esses termos relacionados com energia. A utilização da energia bruta é mais significativa em certas situações. Por exemplo, é menos confuso para companhias com mais de uma unidade alimentar cargas das várias unidades a partir de somente uma delas.

Cabe ressaltar que, a soma do fator de capacidade da unidade, mais o fator de perda de capacidade não planejada, mais o fator de perda de capacidade planejada é igual a 100 %, para um específico período de tempo. O fator de perda de capacidade planejada pode ser calculado a partir desta relação.

O exemplo a seguir e o acompanhamento do gráfico do histórico de cargas são apresentados para ilustrar os métodos utilizados no cálculo do fator de capacidade da unidade e o fator de perda de capacidade não planejada para uma Usina sob uma variedade das situações mais comuns. Os períodos de tempo referenciados no exemplo relacionam-se a pontos identificados no gráfico do histórico de potência.

1.6 Condições Iniciais e cálculos

⇒ Capacidade nominal da unidade: 985 MWe

⇒ Assume-se que esta unidade tem a potência máxima de saída de 1000 MWe sob condições ambientais ótimas (determinadas através de testes formais). Correções dos resultados de testes em função das condições ambientais resultaram no valor de capacidade nominal de 985 MWe.

⇒ Período de tempo considerado: um ano (8760 horas)

⇒ Geração da energia de referência para o período (REG) (985 MWe) x (8760 horas) = 8 628 600 MWe/h

Exemplo de Histórico de Potência

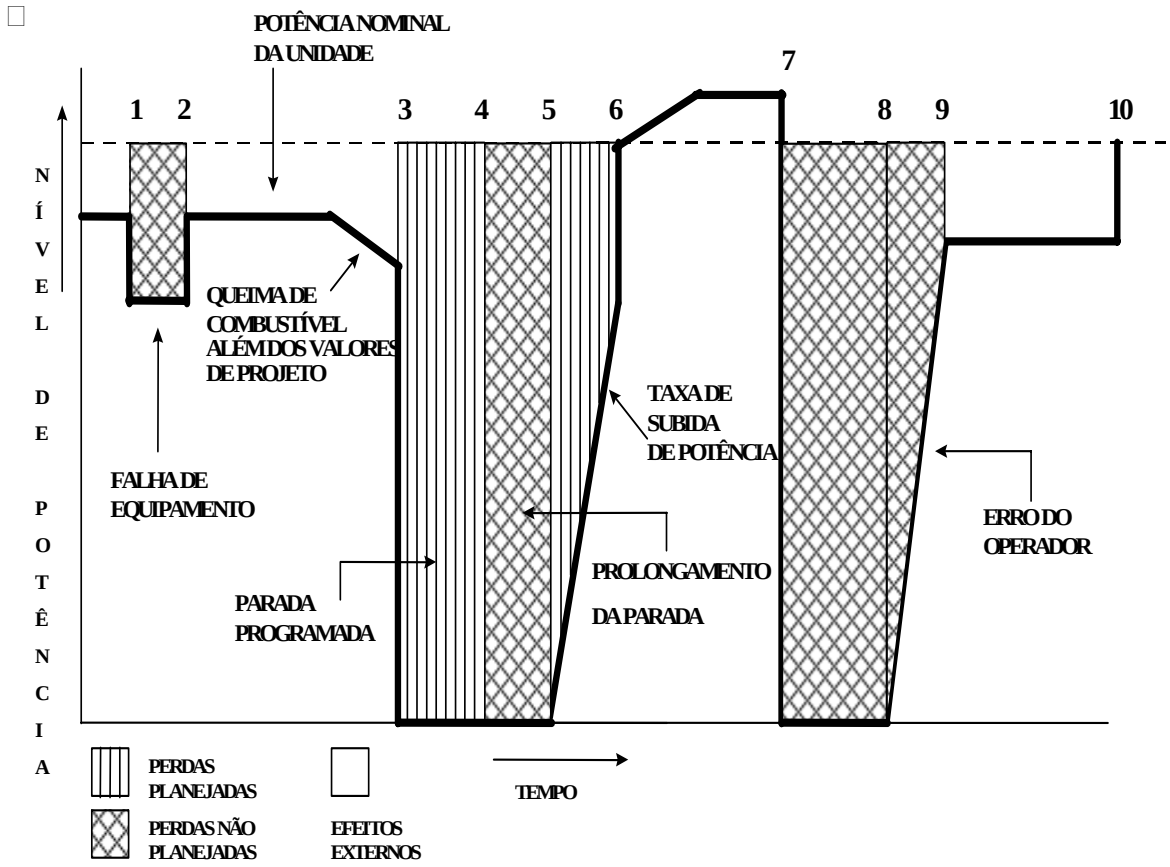


Figura 1.1 – Histórico de Potência

Tabela 1.1 – Exemplos de Perdas de Energia:

Período de Tempo	Descrição
0 -1	Carga reduzida devido à operação em seguimento de carga. (Não é utilizada nos cálculos)
1 - 2	Redução de carga de 100 MWe em 12 horas devido à falha da bomba de água de circulação. A unidade estava operando a potência reduzida devido à operação em seguimento de carga quando houve a falha da bomba. A redução de potência causada por esta falha poderia ter sido de 201 MWe se a falha tivesse ocorrido no nível da potência nominal. UEL = 201 x 12 = 2412 MWe/h Não planejadas
Período de Tempo	Descrição
2 - 3	Operação a potência reduzida devido a condições ambientais e à queima do combustível além dos valores de projeto. A geração de energia perdida não é utilizada nos cálculos.
3 - 4	Parada planejada para recarregamento. O tempo programado foi de 45 dias (1080 horas). A parada começa no tempo programado. PEL = 985 x 1080 = 1 063 800 MWe-horas Planejadas
4 - 5	Prolongamento de parada de 10 dias (240 horas) além do tempo programado para completar todos os serviços programados para a parada. UEL = 985 x 240 = 236 400 MWeh Não planejadas
5 - 6	Taxa de subida de potência seguida a uma parada. Nível médio de potência de 495 MWe por três dias (72 horas). PEL = (985 - 495) x 72 = 35 280 MW/h Planejadas
6 - 7	Operação acima da capacidade nominal da unidade devido a uma água

	de resfriamento muito gelada. A geração de energia adicional não é utilizada nos cálculos.
7 - 8	Desligamento por 32 horas devido a um desarme do reator causado por erro humano. UEL = 985 x 32 = 31 520 MWe/h Não planejadas
8 - 9	Taxa de subida de potência seguida a um desarme. Nível médio da potência de 490 MWe por 8 horas. UEL = (985 - 490) x 8 = 3960 MWe/h Não planejadas
9 - 10	Operação abaixo da capacidade de referência da unidade devido à somente limitações ambientais. A geração de energia perdida não é utilizada nos cálculos. Não é de responsabilidade gerencial da Usina.

Tabela 1.2 – Cálculos para o Fator de Capacidade da Unidade

	Período de Tempo	Perda de Energia		
Total de perda de energia planejada (PEL)	3 - 4		1 063 800	
	5 - 6		35 280	
			1 099 080	MWe/h
Total de perda de energia não planejada (**UEL**)	1 - 2		2 412	
	4 - 5		236 400	
	7 - 8		31 520	
	8 - 9		3 960	
			274 292	MWe/h

Fator de Capacidade da Unidade (UCF)

$$UCF = \frac{(REG - PEL - UEL) \times 100\%}{REG} = \frac{(8\,628\,600 - 1\,099\,080 - 274\,292) \times 100\%}{8\,628\,600} \qquad (1.4)$$

$$UCF = 84{,}1\ \% \qquad (1.5)$$

2.0 Fator de Perda de Capacidade não Planejada da Unidade

2.1 Objetivo

O objetivo deste indicador é o de monitorar o progresso da unidade em minimizar o tempo de parada e de redução de potência que resultam de falhas de equipamentos ou outras condições não planejadas. Este indicador reflete a efetividade das práticas e programas de suas unidades no sentido de manter a disponibilidade dos sistemas garantindo um processo produtivo seguro.

2.2 Definição

Fator de Perda de Capacidade Não Planejada da Unidade é definido como a taxa, expressa em percentagem, da perda de energia não planejada em um dado período de tempo em relação a um valor de geração de energia nominal.

Perda de energia não planejada é a energia que não foi produzida durante o período tendo por causa: desligamentos, prolongamentos não planejados de paradas, ou redução de potência não planejada devido a causas de responsabilidade gerencial da Usina. Causas de perdas de energia são consideradas como não planejadas se elas (as causas) não são programadas com pelo menos quatro semanas de antecedência

Geração de energia nominal é a energia que poderia ser produzida se a unidade fosse operada continuamente a plena carga sob condições ambientais de referência, durante o dado período de tempo.

Condições ambientais de referência são condições ambientais representativas das condições anuais (ou típicas) do meio ambiente da unidade.

2.3 Elementos Constituintes dos Dados

Os seguintes dados são requeridos para determinar o valor desse indicador para cada unidade:

- perdas de energia não planejadas, são expressas em unidades de megawatt-hora (elétricos). A definição de perdas de energia não planejadas está

incluída como parte da descrição do indicador Fator de Capacidade da Unidade.

- geração de energia nominal, expressa em unidades de megawatt-hora (elétricos).

Um exemplo numérico, as fórmulas e cálculos, e os critérios e esclarecimentos para a validação de dados, encontram-se no item seguinte.

(Este cálculo é realizado com o auxílio do item 2.2 Fator de Perda de Capacidade Não Planejada)

2.4 Fórmulas e Cálculos

O Fator de Perda de Capacidade Não Planejada da Unidade, é determinado para cada período, como mostrado abaixo:

$$\text{Valor para uma unidade} = \frac{\text{UEL x 100\%}}{\text{REG}} \qquad (2.1)$$

Onde:

UEL = total de perdas de energia não planejadas para o período
REG = geração de energia nominal para o período

e a *Perda de energia não planejada*:

$$\text{UEL} = \Sigma(\text{UPL x HRU}) \qquad (2.2)$$

sendo:
UPL = perda de potência não planejada: é a queda de potência em megawatts devido a um evento não planejado
HRU = horas operadas a potência reduzida (ou desligada) devido a um evento não planejado
Notas: O total das perdas de energia não planejadas para o período é a soma das perdas decorrentes de todos os eventos não planejados.

2.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados

Este item tem por finalidade esclarecer como aplicar os critérios para estabelecer os elementos que fazem parte da fórmula de cálculo, bem como através do item seguinte, mostrar um cálculo prático do indicador por intermédio de situações mais comuns encontradas em qualquer unidade operacional.

A geração de energia nominal é determinada pela multiplicação da potência nominal da unidade pelo período em horas.

A potência nominal da unidade é a capacidade máxima de potência da unidade sob condições ambientes de referência. Se a capacidade máxima de potência tiver sido determinada através de um teste formal, a potência nominal da unidade é determinada pela correção dos resultados de testes tendo em vista as condições ambientes de referência. Se um teste formal não foi realizado, a potência nominal deve ser baseada em valores de projeto, ajustados pelas condições ambientes de referência. A potência nominal da unidade é esperada se manter constante a menos que sejam feitas modificações de projeto que afetem a capacidade da unidade.

As condições ambientes de referência são condições ambientais representativas das condições anuais (ou típicas) do meio ambiente da unidade. É esperado que o histórico das temperaturas da água de circulação seja utilizado para determinar as condições ambientes de referência. As mesmas condições ambientes de referência serão geralmente aplicadas pelo tempo de vida da unidade. Revisões periódicas dessas condições de referência não são requeridas.

Perdas de energia não planejadas causadas pelas condições a seguir devem ser incluídas ao se calcular o fator de perda de capacidade não planejada porque elas são consideradas de responsabilidade gerencial da Usina:

- ◊ paradas não planejadas para manutenções
- ◊ paradas ou redução de carga para teste, reparos, não planejadas, ou outras causas relativas a pessoal ou a equipamentos da Usina
- ◊ prolongamentos de paradas não planejados
- ◊ paradas ou redução de carga não planejadas que são causadas por, ou prolongadas por, ações do órgão regulador tomadas como resultado de

desempenho de pessoal ou de equipamentos da Usina, ou ações do órgão regulatório aplicadas de uma forma geral a Usinas semelhantes

Perdas de energia não planejadas devido a causas como a seguir não devem ser consideradas ao se calcular o fator de perda de capacidade da unidade, não planejada, porque essas perdas não são consideradas de responsabilidade gerencial da Usina:

◊ falha ou instabilidade da rede

◊ não necessidade de geração (desligamento por motivos de reserva de energia, por motivos de economia ou por controle de freqüência do sistema)

◊ Limitações ambientais (tais como maré muito baixa, ou restrições na tomada d'água que não puderam ser prevenidas por ações operacionais)

◊ greve de trabalhadores (ver esclarecimentos abaixo)

◊ queima do combustível além dos valores de projeto

◊ variações sazonais na temperatura da água de resfriamento

Os valores de perda de potência planejadas ou não planejadas a serem utilizados ao se computarem perdas de energia devido a um particular evento são as perdas que poderiam ter ocorrido se a unidade estivesse operando no nível de potência nominal na hora do evento. As perdas de potência relativa à potência nominal podem ser determinadas por uma das seguintes técnicas:

(1) subtração do nível real de potência, durante o evento, do nível de potência imediatamente anterior ao evento quando a potência estava no nível da potência nominal ou próximo dela.

(2) computação da redução do nível de potência que poderia ter ocorrido com a unidade se esta estivesse no nível da potência nominal

(3) utilização do histórico dos dados de eventos similares ocorridos no nível de potência nominal. Por exemplo, se uma certa unidade experimenta

uma perda de potência de 10 MW, devido a um problema de equipamento, enquanto operando a 75 % da potência nominal e que, é determinado, a partir de cálculos ou a partir de eventos similares que tenham ocorrido na potência nominal, que o mesmo problema com o equipamento poderia ter resultado em uma perda de potência de 20 MW no mesmo nível de potência nominal, então o valor a ser utilizado ao se computarem as perdas de energia deve ser 20 MW.

Para eventos envolvendo paradas não planejadas e partidas decorrentes dessas paradas, a potência nominal da unidade deve ser utilizada como base para a computação de perdas de potência.

Se ocorrerem perdas de energia durante um evento devido a uma combinação de causas de responsabilidade gerencial e causas fora da responsabilidade gerencial da Usina, a porção do total de perdas causadas por fatores de responsabilidade gerencial deve ser identificada e incluída ao se calcular o fator de perda de capacidade da unidade, não planejada.

Paradas ou redução de cargas causadas por greve de trabalhadores que ocorram durante a operação da unidade não são normalmente incluídas como perdas de energia não planejadas porque essas perdas de energia não estão sob a responsabilidade direta da gerência da Usina. Contudo, se durante a greve a unidade se torna incapaz de dar partida ou operar por causa de falhas de equipamentos, manutenções, revisões, ou outras atividades tais como recarregamento, então, as perdas de energia durante o tempo em que a unidade estiver inoperante serão incluídas. Se uma greve de trabalhadores ocorre durante uma parada, qualquer prolongamento da parada será incluído como perdas de energia o tanto quanto a unidade estiver impedida de partir seja por falhas de equipamentos, manutenções, revisões, ou outras atividades tais como recarregamento.

Em geral, modificação na data de início de uma parada ou de uma redução de carga deve ser anunciada pelo menos com quatro semanas de antecedência para ser considerada como “planejada”. Contudo, se uma mudança na data de início é requerida pelo despacho de carga com menos de quatro semanas de antecedência, a parada ou a redução de carga é considerada como “planejada”.

Se uma unidade inicia uma parada ou uma redução de carga antes da data programada, a perda de energia antes do início da parada ou da redução de carga até a

data programada para o início da parada é considerada como perda de energia não programada.

Se uma parada se prolonga além da data programada para a partida, por necessidade de se completarem serviços originalmente programados ou para se completarem serviços de manutenção corretiva em equipamentos requeridos para a partida, todas as perdas de energia associadas com este prolongamento de parada devem ser consideradas como "não planejadas". Contudo, prolongamentos de paradas para se completarem serviços originalmente não programados (p.ex. manutenção preventiva ou modificações) para serem executados durante a parada devem ser considerados como "planejados" se os serviços foram programados com pelo menos com quatro semanas de antecedência. Prolongamento de paradas podem ser re-classificados de "não planejados" para "planejados" desde que as atividades de manutenção corretiva requeridas para a partida estejam encerradas dentro do prazo de execução de alguma atividade planejada remanescente que tenha sido programada com pelo menos quatro semanas de antecedência. Este esclarecimento também se aplica à redução de cargas.

As datas programadas de início e de término de paradas e de redução de cargas, planejadas são aquelas datas negociadas e acordadas com o despacho de carga (e/ou com a rede interligada, se aplicável). Essas datas podem divergir das datas constantes da programação detalhada das atividades utilizada pela unidade para administrar a parada.

As perdas de energia que ocorrem durante a entrada e a retomada de uma parada não planejada serão consideradas como perdas não planejadas. Caso ocorra um prolongamento de parada, não planejada, ao final de uma parada planejada, as perdas de energia durante a retomada da parada serão ainda consideradas como "perdas planejadas" porque o desligamento foi originalmente causado por uma parada planejada. As perdas de energia devido a testes requeridos após um recarregamento são consideradas como "perdas planejadas".

Pode se utilizar a energia líquida ("net energy") ou a energia bruta ("gross energy"); contudo, deve ser mantida a consistência para todos esses termos relacionados com energia. A utilização da energia bruta é mais significativa em certas situações. Por exemplo, é mais fácil para companhias com mais de uma unidade alimentar as cargas das várias unidades a partir de somente uma delas.

2.6 Cálculo do Fator de Perda de Capacidade Não Planejada (UCL)

Pela tabela 1.2 poderemos fazer os cálculos abaixo:

$$UCL = \frac{UEL \times 100\%}{REG} \tag{2.3}$$

$$UCL = \frac{274\,292 \times 100\%}{8\,628\,600} \tag{2.4}$$

$$UCL = \mathbf{3{,}2\%} \tag{2.5}$$

3.0 Indicador Químico

3.1 Objetivo

O objetivo do "Indicador Químico - IQ" é o de monitorar a efetividade do desempenho dos sistemas químicos no Circuito Secundário. O indicador é baseado nas concentrações de impurezas e de produtos de corrosão em determinados sistemas da Usina; em Usinas do tipo PWR, na química do sistema secundário. O indicador químico combina vários parâmetros químicos chaves num um único indicador que pode ser utilizado como uma visão geral da efetividade relativa do controle químico operacional da Usina e do desempenho dos sistemas que têm impacto direto sobre o IQ.

3.2 Definição

O indicador químico compara concentração de impurezas e de produtos de corrosão selecionados com valores limites correspondentes. Cada parâmetro é dividido por seus valores limites e a soma dessas razões é normalizada para 1,0. Para a maioria das Usinas do tipo PWR esses valores limites são a mediana dos valores de cada parâmetro, com base nos dados coletados em 1993 , refletindo portanto atuais níveis reais de desempenho normalmente adotados por Usinas americanas. Para outros tipos de Usinas esses níveis se constituem em metas desafiadoras. Se uma certa concentração de impurezas está igual, ou melhor, que o valor limite, esse mesmo valor limite é utilizado como sendo o da concentração. Tal condição evita que o aumento da concentração de um parâmetro seja mascarado por um desempenho melhor de um outro. Como resultado, se uma Usina tem todos os seus parâmetros igual ou abaixo do valor limite, o valor de seu indicador deve ser 1,0, ou seja, o mais baixo valor de indicador químico atingível tendo em vista a definição do indicador. De forma a assegurar a estabilidade do indicador, os valores limites devem ser periodicamente analisados (a cada alguns poucos anos) para assegurar que eles continuem a representar metas desafiadoras.

3.3 Elementos Constituintes dos Dados

Os seguintes dados são requeridos para determinar o valor do indicador químico de cada unidade:

Cloretos na purga do Gerador de Vapor (GV)
Sulfatos na purga do GV
Sódio na purga do GV
Ferro na água de alimentação
Cobre na água de alimentação
Oxigênio dissolvido no condensado

Para cada parâmetro químico, com exceção do ferro e cobre na água de alimentação, o valor para cada trimestre é a média das medidas mais freqüentes (diárias ou semanais) daquele parâmetro, durante o trimestre, sujeito às seguintes condições:

1. O valor do parâmetro medido diariamente está baseado no valor da média ponderada ("time-weighted") para o parâmetro. A média ponderada diária é definida como a seguir:

$$\text{Média ponderada diária} = \frac{\sum (V_i \times T_i)}{\sum T_i} \text{ para o dia} \qquad (3.1)$$

Onde V_i é o valor registrado de um parâmetro, e T_i o tempo decorrido entre essa mesma medida de Vi e a próxima medida do parâmetro a ser registrada. Um dia compreende um período de 24 horas contados a partir de meia noite, e o valor do parâmetro, no começo do dia, é considerado como o mesmo valor correspondente a última medida do dia anterior. Para que haja consistência na comparação e na exatidão dos dados é recomendado que dados provenientes dos monitores on-line sejam utilizados sempre que estejam disponíveis. Para Usinas do tipo PWR, os valores diários são a média dos valores da média ponderada para cada local de medição (purga do gerador de vapor ou trem de água de alimentação). Por exemplo, o valor diário para o sódio da purga do GV é determinado através da soma dos valores da média ponderada, para cada

GV, dividida pelo número de GV's. Um valor ponderado similar pode ser calculado para parâmetros medidos segundo uma outra freqüência (p. ex.: semanal).

2. As concentrações finais de ferro e de cobre serão obtidas com base num valor integrado de sete dias. Para Usinas cuja água de alimentação tenha uma alta concentração de ferro ou de cobre, acima da condutividade normal, a proposição anterior (valor integrado de sete dias) pode não ser praticável; neste caso pode-se utilizar o valor integrado obtido a partir de uma freqüência menor que sete dias para relatar os componentes individuais do indicador químico. O valor do trimestre é a média das medidas semanais (ou outras freqüências conforme determinado pela química real da água). O valor do parâmetro tem por base o valor da média ponderada conforme definido a seguir:

$$\text{Média ponderada} = \frac{\sum (V_i \times T_i)}{\sum T_i} \quad \text{para o período} \qquad (3.2)$$

Para o cálculo de ser utilizado um dia completo.

3. Para Usina do tipo PWR devem ser incluídas somente as amostras obtidas quando a potência do reator estiver acima de 30%.
4. Para Usina do tipo PWR, se faltar a amostra de um determinado dia, devem ser utilizados os valores do dia anterior a menos que a potência do reator tenha estado naquele dia a 30% ou abaixo desse valor.
5. Valores que estejam abaixo do menor nível medido devem ser relatados como o limite da quantificação. O limite da quantificação é definido como a menor concentração de um parâmetro que deve estar presente antes que a medição daquela concentração seja considerada como um resultado quantitativo.
6. Os parâmetros químicos devem ser expressos em unidades de "partes por bilhão (ppb)"
7. Para Usinas do tipo PWR que adicionam cloro para controlar a razão molar é utilizada uma equação um pouco diferente para o cálculo do indicador, da qual é retirado o termo cloro e em seu lugar é colocada uma medida de desempenho

do controle da razão molar. Este termo é específico para cada usina e utiliza o valor absoluto do desvio da razão molar meta como um parâmetro do indicador. No programa ("software") para relato dos dados esta área de abrangência é indicada através do relato dos menores e dos maiores valores. O termo Desvio da Razão Molar Meta, utilizado no cálculo, é o valor absoluto da diferença entre os limites superiores e inferiores dessa área de abrangência (os que forem os mais próximos) e a razão molar real. A retirada do termo cloro, no cálculo do indicador dessas usinas, é feita na medida em que o termo cloro não mais seja consistente com a filosofia de operação, em termos de razão molar, da preferência dessas usinas. Tendo em vista a grande importância da razão molar no desempenho químico operacional, nas Usinas que adotam este regime de controle, tem sido aplicado um fator de peso de 5,0 ao termo da razão molar meta , na equação do indicador. Veja o item a seguir para maiores explicações.

3.4 Fórmulas e Cálculo

O indicador químico é determinado, para cada período, conforme mostrado abaixo.

O indicador químico é calculado com duas casas decimais tem por base os seguintes valores limites:

PWR RECIRCULATING STEAM GENERATORS

Cloretos na purga do GV	1.60 ppb
Sulfatos na purga do GV	1.70 ppb
Sódio na purga do GV	0.80 ppb
Ferro na água de alimentação	5.00 ppb
Cobre na água de alimentação	0.20 ppb
Oxigênio dissolvido no condensado	3.30 ppb

GERADORES DE VAPOR COM RECIRCULAÇÃO E TUBOS DE LIGA DE INCONEL 800

Condutividade catiônica na purga do GV	0.2 uS/cm
Cloretos na purga do GV	5.0 ppb
Sulfatos na purga do GV	5.0 ppb
Sódio na purga do GV	2.0 ppb
Ferro na água de alimentação	3.0 ppb
Oxigênio dissolvido no condensado	5.0 ppb

Os valores do indicador, para a unidade, são determinados utilizando-se as seguintes fórmulas:

GERADORES DE VAPOR COM RECIRCULAÇÃO E TUBOS DE LIGA DE INCONEL 800

- Valor trimestral[1] para a unidade =

$$\frac{SG\ Cl / LVx + SG\ SO_4 / LVx + SG\ Na / LVx + FW\ Fe / LVx + FW\ Cu / LVx + O_2 / LVx}{6} \quad (3.3)$$

onde:

- SG Cl = Cloretos na purga do GV
- SG SO_4 = Sulfatos na purga do GV
- SG Na = Sódio na purga do GV
- FW Fé = Ferro na água de alimentação
- FW Cu = Cobre na água de alimentação
- O_2 = Oxigênio dissolvido no condensado
- LVx = Valor Limite para o parâmetro

Valores da unidade, para períodos superiores a um trimestre, são o resultado da média ponderada dos valores trimestrais no período. Os valores trimestrais são

[1] Alguns membros relatam os dados químicos mensalmente, em vez de trimestralmente. Para esses membros, os valores mensais são contabilizados utilizando-se a fórmula do valor trimestral mostrada e, para períodos maiores que um mês os valores mensais são ponderados como acima descrito.

ponderados através da utilização do número de dias em que a unidade operou acima de 30% de potência nuclear, em cada trimestre.

No item seguinte é apresentado um exemplo de dados coletados para este indicador de desempenho assim como uma amostra dos cálculos.

GERADORES DE VAPOR COM RECIRCULAÇÃO E TUBOS DE LIGA DE INCONEL 800

- valor trimestral para a unidade =

$$\frac{Ka\ /\ LVx + SGCl\ /\ LVx + SG\ \ SO_4\ /\ LVx + SG\ \ Na\ /\ LVx + FW\ \ Fe\ /\ LVx + O_2\ /\ LVx}{6} \tag{3.4}$$

onde:

- Ka = Condutividade catiônica na purga do GV
- SG Cl = Cloretos na purga do GV
- SG SO_4 = Sulfatos na purga do GV
- SG Na = Sódio na purga do GV
- FW Fé = Ferro na água de alimentação
- O_2 = Oxigênio dissolvido no condensado
- LVx = Valor Limite para o parâmetro

Valores da unidade, para períodos superiores a um trimestre, são o resultado da média ponderada dos valores trimestrais no período. Os valores trimestrais são ponderados através da utilização do número de dias em que a unidade operou acima de 30% de potência nuclear, em cada trimestre.

3.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados

O item seguinte esclarece através de cálculos os dados necessários para este indicador.

3.6 Cálculos para o Indicador Químico

O exemplo a seguir esclarece os métodos utilizados para o cálculo do indicador de desempenho químico, em Usinas PWR com GV's com recirculação.

Tabela 3.1 – Condições Iniciais

	Valores Limites da Unidade	Valores Limites
Média diária de cloro na purga do GV	2.10 ppb	1.60 ppb
Média diária de sulfatos na purga do GV	0.90 ppb	1.70 ppb
Média diária de sódio na purga do GV	1.85 ppb	0.80 ppb
Média de ferro na purga do GV	5.50 ppb	5.00 ppb
Média de cobre na purga do GV	0.55 ppb	0.20 ppb
Média de oxigênio dissolvido no condensado	4.10 ppb	3.30 ppb

Indicador para GV com Recirculação

$$\frac{SG\ Cl / 1.60 + SG\ SO_4 / 1.70 + SG\ Na / 0.80 + FW\ Fe / 5.00 + FW\ Cu / 0.20 + O_2 / 3.3}{6} \tag{3.5}$$

Cálculo do Indicador Desempenho Químico para o Primeiro Trimestre

$$\frac{2.10/1.60 + 1.70/1.70 + 1.85/0.80 + 5.50/5.00 + 0.55/0.20 + 4.10/3.3}{6} \tag{3.6}$$

Valor trimestral para a unidade = 1.62

Observe que o valor relatado pela concessionária, para o sulfato, estava abaixo do valor limite e, portanto o valor limite é o valor que se utiliza para esse termo.

Cálculo do Indicador Desempenho Químico para o Ano

Tabela 3.2 – Indicador Químico

Trimestre	Indicador Químico	Dias Completos Acima de 30% de Potência
1	1.62	90
2	1.23	79
3	* (sem valor)	0 (unidade desligada)
4	1.00	38

$$\text{Valor anual para a unidade} = \frac{[(1.62)(90) + (1.23)(79) + (1.00)(38)]}{90 + 79 + 38} \tag{3.7}$$

Valor anual para a unidade = 1.36

4.0 Indicador de Confiabilidade do Combustível

4.1 Objetivo

O objetivo do indicador "Índice de Confiabilidade do Combustível - ICC" é o de monitorar o progresso da indústria nuclear em buscar, atingir e manter, em níveis elevados, a integridade do combustível nuclear. Busca também estimular o entendimento da grande importância que deve ser dada à preservação da integridade do combustível. Uma falha do combustível nuclear representa uma quebra naquela que é a primeira barreira preventiva contra a liberação externa de produtos de fissão. A falha do combustível acarreta ainda um efeito prejudicial no desempenho e nos custos operacionais além de aumentar os riscos radiológicos para os trabalhadores da usina nuclear.

O indicador ICC fornece uma medida geral da extensão do aumento da atividade no refrigerante do reator, como resultado de falhas no combustível. Baseado em informações obtidas de fornecedores de combustível, um núcleo de reator apresentando uma ou mais falhas é provável que produza, para o indicador, valores (em condições operacionais estáveis) maiores que 1.9E+01 Becquerels por grama (5.0E-04 microCuries por grama) em usinas PWR. Núcleos de reatores que apresentam valores do ICC iguais ou menores que esses valores têm uma alta probabilidade de estarem livres de falhas de combustível durante condições estáveis de operação.

Sabe-se que algumas falhas no revestimento das varetas do combustível são detectáveis somente quando ocorrem picos de atividade que acontecem após alterações significativas de potência nuclear. Uma falha pequena, deste tipo, não acarreta um aumento significativo do valor do ICC, causa pouco impacto na operação da unidade e não aumenta, de forma mensurável, a exposição à radiação pelo trabalhador.

O ICC não pode ser correlacionado de forma precisa a um número de falhas do combustível por causa das muitas variáveis que afetam o resultado do indicador. Incluem-se a densidade local de potência, características do projeto e fabricação do combustível e queima acumulada na hora em que um vazamento principia, tipo e proporção da falha, quantidade de urânio e plutônio residuais no núcleo e incertezas nas medições de atividade. Por causa destas variáveis, são requeridas análises cada vez mais sofisticadas, pela radioquímica e engenharia de reatores da usina, de forma a determinar o número e a proporção das falhas do combustível.

4.2 Definições

Para este indicador, a confiabilidade do combustível é estimada a partir da atividade dos produtos de fissão presentes no refrigerante do reator. Devido às diferenças entre projetos, este indicador é calculado de forma diferente conforme os diversos tipos de reatores.

Reatores a Água Pressurizada (PWR's)

O indicador é definido como a atividade, em condições estáveis de operação, devido ao iodo-131 no refrigerante do reator (Bq/g), corrigida em função do nível de potência e do urânio residual na superfície das varetas de combustível e, normalizada para a taxa de purificação.

A condição de operação é definida como estável quando ela é contínua por pelo menos três dias antes da coleta de dados, num nível de potência nuclear que não varie mais que $\pm$ 5%. De forma a se obter um valor mensal para o indicador, a potência estável durante a qual os dados foram coletados deve ser de 85% ou mais para projetos PWR (nessas condições o valor do indicador é mais exato). Nos meses durante os quais não houve operação estável, a 85% ou mais, deve-se relatar o valor do indicador correspondente ao período em que ocorreu o maior valor estável de potência. Neste caso, o relato de dados adicionais do ICC, para aquele mês, pode ser omitido uma vez que eles não serão utilizados no cálculo do valor do indicador.

A contribuição residual é causada por material físsionável que possa ter ficado depositado nos internos do reator, oriundo de elementos combustíveis falhados anteriormente, ou que possa estar presente na superfície do elemento combustível, oriundo do processo de fabricação.

Para o cálculo do ICC, a composição dos materiais residuais é aproximadamente de 30% de urânio e 70% de plutônio.

- ✓ Taxa de purificação é a fração da massa do refrigerante do reator que passa através do sistema de purificação a cada segundo.

- ✓ Taxa linear média de geração de calor é a média da potência térmica linear do núcleo, expressa em W/cm ou kW/m ou ainda kW/ft, a 100% de potência.

Dados a serem considerados

Os seguintes dados são requeridos para determinar o valor do ICC para cada unidade de uma Central Nuclear tipo PWR:

- ❖Média mensal da atividade no refrigerante do reator, para o iodo-131 e iodo-134: (Bq/g ou μCi/g);
- ❖Taxa de purificação real: (seg^{-1});
- ❖Potência média do reator: (%);
- ❖Taxa linear de geração de calor: (kW/m ou kW/ft)

Nota: A conversão de Becquerels (Bq) para microcuries (μCi) é: 1 microCurie = 37000 Becquerels.

4.3 Elementos Constituintes dos Dados

Um exemplo de dados coletados de Usinas PWR e de memória de cálculo são apresentados no item a seguir a partir da equação 4.10.

4.4 Fórmulas e Cálculo

Os valores para uma usina e para a média mundial, deste indicador, são determinados conforme descrito abaixo:

PWR - Indicador ICC

O valor mensal do indicador, para uma usina PWR, é calculado como a seguir:

Nota: Será preservada a nomenclatura original da WANO, onde ICC = FRI (Fuel Reliability Indicator)

$$FRIP = [(A_{131})N - k(A_{134})N] \times [(L_n/LHGR) \times (100 / P_o)]^{1.5} \quad (4.1)$$

onde:

- FRIP = é a média da atividade do I-131 no refrigerante do reator, em condições estáveis de operação, corrigida em função da contribuição residual e do nível de potência e, normalizada para uma taxa de purificação comum e taxa linear média de geração de calor;
- $(A_{131})N$ = é a média da atividade do I-131 no refrigerante do reator, em condições estáveis de operação, normalizada para a taxa de purificação e expressa em Bq/g ou µCi/g;
- k = é o coeficiente de correção para a contribuição residual (uma constante de valor igual a 0,0318). Este coeficiente é baseado em uma composição de cerca de 30% de urânio e 70% de plutônio residuais;
- $(A_{134})N$ = é a atividade média do I-134 no refrigerante do reator, em condições estáveis de operação, normalizada para a taxa de purificação e expressa em Bq/g ou µCi/g;
- L_n = é a taxa linear de geração de calor utilizada como base para a normalização (18,0 kW/m ou 5,5 kW/ft);
- LHGR = é a taxa linear média de geração de calor a 100 % de potência (kW/m ou kW/ft) para uma Usina;
- Po = é a potência média do reator (%) na ocasião em que as atividades do refrigerante do reator são medidas.

No item seguinte pode-se observar explicações adicionais.

Se o valor do ICC, calculado mensalmente para uma Usina, for menor que 3,7E-02 Bq/g (1,0E-06 µCi/g) então, é este o valor a ser adotado conservativamente, ou seja, 3,7E-02 Bq/g (1,0E-06 µCi/g).

- O valor para uma unidade de uma Central Nuclear é igual a média dos valores mensais do indicador ICC para o trimestre mais recente;
- O valor para uma Empresa membro da WANO é igual a mediana dos valores das unidades para aquela Empresa;
- O valor da média mundial é igual à mediana dos valores dos membros individuais, por tipo de reator.

4.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados

Os dados provenientes das novas usinas, que são incluídos no cálculo dos valores para a média mundial, são aqueles obtidos a partir de 1º de Janeiro do primeiro ano completo, seguinte ao do início de sua operação comercial.

Caso ocorra um decaimento significativo, desde o reator até o ponto de amostragem, a atividade medida deve ser corrigida com base no tempo de trânsito da amostra na ocasião da coleta.

Na maioria das vezes, valores do indicador ICC acima de 1,9E+01 Bq/g (5,0E-04 μCi/g), em usinas do tipo PWR, são indicativos de possíveis falhas no combustível. Contudo, para se determinar que realmente a operação ocorre livre, ou não, de falhas no combustível geralmente é requerida uma avaliação mais complexa pela radioquímica e engenharia de reatores da usina.

Em algumas unidades tipo PWR a medida da atividade do iodo-134 pode não estar disponível. Neste casos deve-se utilizar o valor 0,0 (zero) para a atividade do iodo-134. O valor do indicador, resultado dessa prática, será conservativo visto que a atividade do iodo-131, no refrigerante, devido ao combustível falhado, estará sendo superestimada.

As organizações operadoras devem utilizar outras informações (p. ex.: concentrações de gases nobres e de iodos, razões de liberação e produção dos nuclídeos de meia-vida curta e longa, histórico operacional do combustível, etc) em conjunto com os resultados do ICC ao se determinar se um núcleo do reator apresentar falhas. Além disto, devem ser consideradas as imprecisões na amostragem e na medição das atividades dos elementos constituintes dos dados quando da comparação do ICC de uma Usina com o valor limite de indicação de falha.

Desenvolvimento da Equação FRI

Por causa de sua curta meia-vida, toda a atividade do I-134 medida é suposta ser o resultado da fissão dos materiais residuais. Utilizando esta abordagem, a atividade resultante da falha em curso do combustível é estimada como a seguir:

$$A_D = A131_N - (k) \times (A134_N) \tag{4.2}$$

onde:

- A_D = é a atividade do I-131 proveniente de falhas no combustível (normalizada para a taxa constante de purificação como descrito abaixo)
- $A131_N$ = atividade medida do I-131 (normalizada para a taxa constante de purificação como descrito abaixo)
- $A134_N$ = atividade medida do I-134 (normalizada para a taxa constante de purificação como descrito abaixo)
- (k) = constante baseada na composição do material residual.

Correção da Taxa de Purificação

A taxa de saída (ou purificação) do refrigerante do reator afeta, em condições estáveis de operação, a concentração do iodo-131 e iodo-134 no refrigerante do reator. De forma a permitir uma comparação significativa entre Usinas com diferentes taxas de purificação, as atividades medidas do Iodo-131 e do Iodo-134 são normalizadas para a taxa de purificação constante comum, B_n, de $2x10^{-5}$ por segundo, através da utilização da equação:

$$A_N = \frac{A_M \times (\lambda + B_a)}{(\lambda + B_n)} \tag{4.3}$$

onde:

- A_N = é a atividade isotópica normalizada (Bq/g ou μCi/g)

- A_M = é a atividade isotópica medida (Bq/g ou μCi/g)
- λ = é a constante de decaimento do nuclídeo (s-1)
- Ba = é a constante real da taxa de purificação (s^{-1}) definida abaixo:

$$\mathbf{B_a} = \frac{\text{vazão de saída (volume/s) corrigida pela temperatura normal de operação do sistema de refrigeração do reator}}{\text{volume do refrigerante do reator a uma temperatura normal de operação (excluindo o volume do pressurizador)}} \quad (4.4)$$

$B_n = 2 \times 10^{-5}$ segundo^{-1}

O fluxo de saída medido, ao se calcular o B_a na equação acima, deve ser corrigido pela diferença entre as densidades do refrigerante do reator e a do fluxo de saída. A não aplicação desta correção pode resultar num erro de cerca de 25 a 40% na constante da taxa de purificação.

A vazão de saída medida é corrigida através da multiplicação pela razão do volume específico do refrigerante do reator, à temperatura de operação, e o volume específico do fluxo de saída, à temperatura normal de operação:

$$\text{Vazão de saída} \times \frac{\text{volume específico do refrigerante do reator, à temperatura de operação}}{\text{volume específico do fluxo de saída, à temperatura normal de operação}} \quad (4.5)$$

<u>Coeficiente de Correção para os Materiais Residuais (k)</u>

Os materiais residuais que contribuem para as atividades dos iodos medidos são constituídos basicamente de três nuclídeos: U-235, Pu-239 e Pu-241. As frações de produção dos iodos resultantes da fissão do U-235 e do Pu-241 são aproximadamente as mesmas; contudo, a fração de produção (yeld) proveniente da fissão do Pu-239 é significativamente diferente.

A experiência operacional mundial demonstra que, após queimas prolongadas do combustível, as fissões do Pu-239 representam aproximadamente 70% do total das

fissões dos materiais residuais. Visto que os materiais residuais podem permanecer no refrigerante do reator por muitos ciclos, a parcela da queima devida aos resíduos pode ser muito significativa.

Utilizando-se uma fração de produção constante para os I-131 e I-134 e tendo por base a composição de 70% de fissões do Pu-239 e 30% do U-235 obtém-se um fator de correção, devido aos resíduos, com boa precisão.

A Tabela 4-1 mostra as constantes de decaimento e as frações de produção utilizadas nos cálculos do coeficiente de correção devido aos resíduos, (k)

Visto que a taxa de liberação de um nuclídeo é proporcional à sua fração de produção proveniente da fissão ou decaimento do nuclídeo pai, a contribuição da atividade do I-131 devido a fissão dos materiais residuais tem sido historicamente determinada como o produto da atividade do I-134 pela fração do I-134 para o I-131.

Entretanto, a avaliação da atividade do refrigerante do reator em usinas que não apresentam picos de atividade ou outras indicações de vazamento nas varetas de combustível tem demonstrado que, quando ocorrem fissões em materiais residuais, a proporção dos nuclídeos, como produto de fissão, liberados no refrigerante do reator depende da meia-vida de cada nuclídeo.

Com base nas atividades do refrigerante do reator observadas, ocorre algum grau de retenção o que acarreta o atraso da liberação do I-134. O grau de retenção é o mesmo tanto para as altas quanto para as baixas atividades residuais. Um fenômeno que confirma esta observação é a absorção e posterior liberação de produtos de fissão através de incrustações nas superfícies do sistema de refrigeração do reator.

Para se estimar a retenção observada, um modelo revisado para o coeficiente de correção residual foi desenvolvido como mostrado abaixo. O modelo tem muito pouco efeito em Usinas nas quais a maior parte da atividade no refrigerante do reator é proveniente de vazamentos nas varetas de combustível. Contudo, esse modelo tem um efeito significante em Usinas nas quais a maior parte das atividades no refrigerante do reator é proveniente dos materiais residuais.

$$k = \frac{(Y \times (\lambda)^{0,955} / [\lambda + B_n])_{131}}{(Y \times (\lambda)^{0,955} / [\lambda + B_n])_{134}} \qquad (4.6)$$

onde Y = fração de produção isotópica devida à fissão de cada um dos nuclídeos físseis.

Substituindo-se os valores de λ e Y da Tabela J-1 abaixo obtém-se o seguinte valor fixo para (k):

$$(k) = 0{,}0319 \tag{4.7}$$

Tabela 4-1 Constantes de Decaimento e Frações de Produção por Fissão para o I-131 e I-134

Isótopo	Constante de Decaimento	Fração de Produção (Y)		
	l (s^{-1})	Urânio	Plutônio	Combinado*
I-131	1×10^{-6}	0,0288	0,0387	0,0357
I-134	$2{,}2 \times 10^{-4}$	0,0770	0,0730	0,0742

*O valor combinado tem por base 70 % de plutônio e 30 % de urânio.

Normalização e Correção de Potência

A potência no reator pode ter um impacto significante nas atividades de gases provenientes do refrigerante do reator. Com a potência aumentando, a taxa de geração de produtos de fissão no combustível aumenta linearmente e, a taxa de liberação de produtos de fissão, proveniente do combustível para o refrigerante do reator, aumenta exponencialmente. Contudo, os resultados do indicador são corrigidos em função do nível de potência (isto é: operação a menos de 100% de potência nuclear) e são normalizados para a taxa linear média de geração de calor (LHGR = Linear Heat Generation Rate)

A correção para a geração de produtos de fissão e das taxas de liberação de radionuclídeos quando da operação inferior à potência máxima, e a normalização para a média comum LHGR são realizadas através da utilização da seguinte equação, desenvolvida empiricamente por vendedores de combustível para usinas do tipo PWR:

$$FRI_p = A_D \times [(L_n/LHGR) \times (100/P_o)]^{1,5} \tag{4.8}$$

onde:

- A_D é o valor do ICC antes da normalização e da correção em função do nível de potência nuclear
- L_n é o LHGR de referência (18,0 kW/m ou 5,5 kW/ft)
- LHGR é a taxa linear média de geração de calor a 100 % de potência (kW/m ou kW/ft) para a Usina específica.
- P_o é a potência média do reator (%) na ocasião em que a atividade no refrigerante do reator é medida

A substituição dos valores de A_D e (k) naquela equação leva à seguinte equação de ICC (FRI) para PWR's:

$$FRI_p = [(A_{131})_N - 0{,}0318\ (A_{134})_N] \times [(L_n/LHGR) \times (100/P_o)]^{1,5} \qquad (4.9)$$

4.6 Cálculos do Indicador de Confiabilidade do Combustível

Os exemplos a seguir são fornecidos para ilustrar os métodos utilizados no cálculo do indicador "Índice de Confiabilidade do Combustível" - ICC. Estes exemplos são baseados nas amostragens diárias dos níveis de atividade do refrigerante do reator. Amostragens menos freqüentes podem resultar em diferenças nas médias mensais que estão sendo utilizadas para os cálculos.

<u>Histórico de Operação da Usina:</u>

O histórico de operação abaixo é o que vai ser utilizado no exemplo aplicável a usinas PWR. A Usina operou a 100% de potência no mês anterior. O histórico de potência para o mês em curso é o mostrado na figura abaixo:

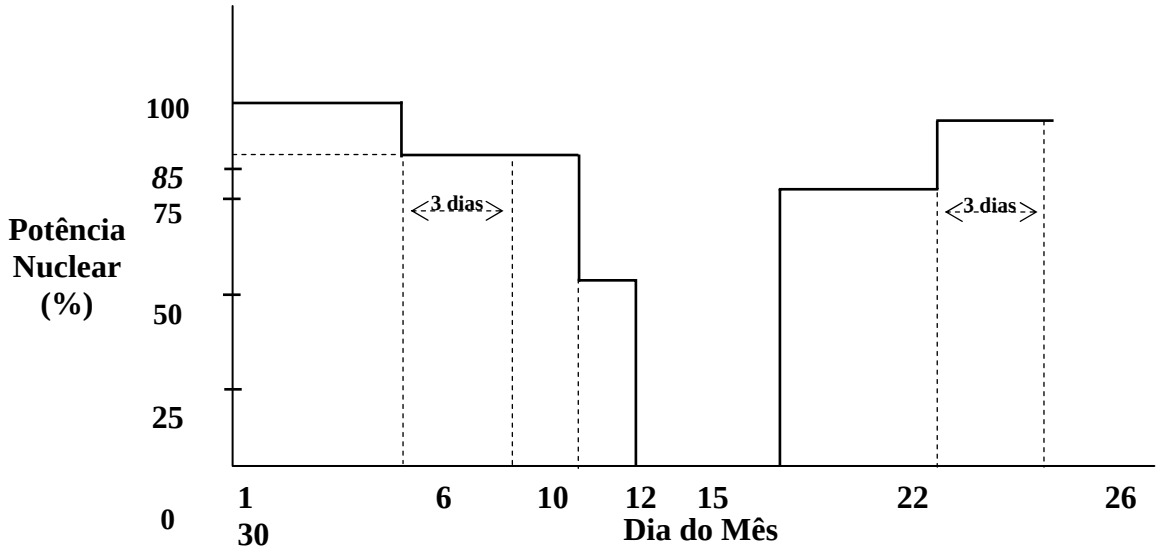


Figura 4.1 – Histórico de Operação da Usina

Os dias 1 a 6, 10 a 12, e dia 30 são utilizados neste cálculo de ICC mensal visto que são os únicos dias durante o mês em que a Usina operou, em condições estáveis, acima de 85% de potência, por pelo menos três dias consecutivos. Se não tivesse ocorrido operação acima de 85% de potência, em condições estáveis, durante o mês, o cálculo seria feito com base no nível mais alto de potência alcançado.

Para o exemplo, supõe-se que a Usina tenha uma potência térmica de saída de 3 030 000 kW, à plena potência, e que o núcleo do reator contém 550 900 pés de combustível ativo. O LHGR, para a Usina, é o seguinte:

$$\text{LHGR} = \frac{3030000}{550900} = 18{,}1 \text{ kW/m } (5{,}5 \text{ kW/ft}) \qquad (4.10)$$

Exemplo de cálculo do ICC (FRI) para uma Usina X, tipo PWR é mostrado abaixo:

<u>Dados específicos da Usina:</u>

- Assume-se que a LHGR seja 18,1 kw/ft;
- Volume do refrigerante do reator, na temperatura normal de operação (excluindo o volume do pressurizador) = 82 000 galões

- Vazão de purificação e temperatura nominais = 120 gpm a 130 °F ou 161 gpm a 550 °F

Foram medidas as seguintes atividades do Iodo-131 e Iodo-134 e respectivas vazões de purificação, para os dias indicados:

Tabela 4.2 – Atividades do I^{131} e I^{134} e respectivas vazões de purificação.

Dia	A_{131}(μCi/g)	A_{134}(μCi/g)	Vazão de Purificação Corrigida (gpm)	P_o % Potência
1	0,0139	0,0425	161	100
2	0,0145	0,0480	161	99,3
3	0,0123	0,0396	161	99,3
4	0,0138	0,0431	161	99,1
5	0,0150	0,0440	161	99,1
10	0,0145	0,0435	161	86,1
11	0,0119	0,0429	161	85,5
12	0,0140	0,0447	161	86,0
30	0,0118	0,0430	161	100
Médias	**0,0135**	**0,0435**	**161**	**94,9**

$$B_a = \frac{\text{Média da vazão de purificação}}{\text{volume do refrigerante do reator na temperatura normal de operação (excluindo o do PZR)}} \quad (4.11)$$

$$B_a = \frac{(161 \text{ galões/min})\,(1 \text{ min}/60 \text{ s})}{82\,000 \text{ galões}} = 0{,}0000327 \text{ s}^{-1} \quad (4.12)$$

Constante da taxa de purificação (B_n) = 0,00002 s^{-1}, sendo B_n definida anteriormente.

Determinação do ICC para o mês:

$$FRIp = ICC = [(A_{131})_N - 0{,}0318(A_{134})_N] \times [(L_n / LHGR) \times (100 / P_o)]^{1,5} \quad (4.13)$$

$$(A_{131})_N = (A_{131})_{real} \times [(\lambda_{131} + Ba)/(\lambda_{131} + B_n)] \quad (4.14)$$

$$(A_{131})_N = (0{,}0135) \times \frac{(0{,}000001+327)}{(0{,}000001 + 0{,}00002)} = 0{,}02166 \mu Ci/g \quad (4.15)$$

Calculando similarmente:

$$(A_{134})_N = (0{,}0435) \times \frac{(0{,}00022 + 0{,}0000327)}{(0{,}00022 + 0{,}00002)} = 0{,}04580\ \mu Ci/g \quad (4.17)$$

$$FRIp = [0{,}02166 - (0{,}0318)\ (0{,}04580)] \times (18/18/1) \times (100 / 94{,}9)]^{1,5} \quad (4.18)$$

Valor do FRIp (ICC) para o mês = 0,0217 μCi/g (802,9 Bq/g)

<u>Observação</u>: Os valores limites atualmente adotados pela WANO e também pelas Usinas Angra 1 e Angra 2 são 1,9E+01 Bq/g e 5,0E-04 μCi/g. Isto significa que a partir dos valores obtidos para o ICC, da Usina X, que deu origem aos dados, pode-se suspeitar da existência de falhas no combustível nuclear, contudo deve-se recorrer a outros métodos de avaliação de falhas, para confirmação.

<u>Determinação do ICC para períodos maiores que um mês</u>:

O ICC para períodos maiores que um mês é determinado como a média dos valores mensais do trimestre mais recente em que a Usina esteve operando.

5.0 Desarme Automático Não Planejado por 7000 Horas com o Reator Crítico

5.1 Objetivo

O objetivo do indicador desarme automático não planejado por cada 7 000 horas com reator crítico é o de monitorar o desempenho na redução do número de desligamentos não planejados do reator. Este indicador provê uma indicação do sucesso do aprimoramento da segurança da usina através da redução de transientes termo-hidráulicos e de reatividades, não planejados e indesejáveis, que acarretam desarmes de reatores. Este parâmetro também provê uma indicação das condições da operação e da manutenção da usina.

Ao se considerar o número de horas que a usina esteve crítica torna-se possível identificar um indicador da efetividade dos esforços no sentido de se reduzirem os desarmes de uma unidade enquanto ela está em condições de operação. Além disso, ao se adotar um padrão comum (7 000 horas) para os dados individuais de desarmes da usina, torna-se possível a obtenção de uma base uniforme para a comparação entre elas, individualmente, e entre as Centrais Nucleares.

Desarmes manuais de reatores e, em certos casos, automáticos, resultado de desarmes manuais da turbina para proteger equipamentos ou mitigar as conseqüências de um transiente, não são contabilizados uma vez que, assim fazendo, não se está desencorajando os operadores a iniciarem desarmes e demais ações que visem a proteção de equipamentos.

5.2 Definição

Este indicador é definido como o número de desarmes não planejados do reator (atuação da lógica do sistema de proteção do reator) que ocorre para cada 7 000 horas de operação com o reator crítico. O indicador é definido mais detalhadamente como abaixo:

- Não planejado significa que o desarme não foi uma ação preliminar, parte de um teste planejado

- Desarme significa o desligamento automático do reator através da inserção rápida de reatividade negativa (p. ex., barras de controle, atuação do sistema de injeção de segurança, etc) que tem como causa a atuação do sistema de proteção do reator. O sinal de desarme pode ter sido resultado de um "setpoint" ter sido ultrapassado ou de um sinal espúrio.

- Automático significa que o sinal inicial que causou a atuação da lógica do sistema de proteção do reator foi originado de um dos sensores que monitoram os parâmetros e as condições da usina, e não por desarme manual ou, em certos casos, como descritos nas "Observações", chaves (ou botões) manuais de desarme de turbinas que se encontram na Sala de Controle Principal.

- Crítico significa que durante a condição estável do reator, antes do desarme, o fator efetivo de multiplicação (keff) era basicamente igual a um (1).

- O valor de 7 000 horas é representativo das horas de operação com o reator crítico para a maioria das usinas, e provê um valor anual típico o qual se aproxima do número real de horas em operação descontado o tempo total de parada.

5.3 Elementos Constituintes dos Dados

Os seguintes dados são requeridos para determinar o valor deste indicador para cada unidade:

- O número de desarmes automáticos não planejados com reator crítico

- O número de horas de operação como reator crítico

5.4 Fórmulas e Cálculos

Os valores para esse indicador, de cada unidade e da Central, são determinados para cada período, como mostrado abaixo:

- Valor para uma unidade $= \dfrac{\text{total de desarmes automáticos não planejados com reator crítico x 7000}}{\text{número total de horas com reator crítico}}$ (5.1)

- Valor para a média mundial = média dos valores das unidades

Tendo em vista que estes cálculos são baseados no número de desarmes por 7 000 horas de operação com reator crítico os resultados mais comuns para ambos valores (de cada unidade e de usinas mundo afora) é de um número não inteiro. Para comparações entre unidades individualmente (p.ex. histogramas), os desarmes automáticos não planejados para cada 7 000 horas de reator crítico serão apresentados para um período de três anos de forma a minimizar os efeitos nos valores dos indicadores durante períodos de tempos menores devido ao baixo número de desarmes na maioria das usinas. Para participar da média dos valores das usinas mundo afora a usina deve ter uma média de pelo menos 1000 horas de reator crítico por ano.

5.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados

Os dados provenientes das novas usinas, que são incluídos no cálculo dos valores para a média mundial, são aqueles obtidos a partir de 1º de Janeiro do primeiro ano completo, seguinte ao do início de sua operação comercial. Contudo, objetivando a inclusão nos valores da média mundial, a unidade deve ter operado no mínimo por 1000 horas por ano com o reator crítico. Ao se estabelecer o requisito de número mínimo de horas com reator crítico reduz-se o efeito de usinas que tenham estado desligadas por um longo período de tempo e cujos dados, limitados, não são estatisticamente válidos.

- Desarmes que estão planejados para ocorrer como parte de um teste (p.ex. teste de atuação do sistema de proteção do reator), ou desarmes que são parte de uma ação operacional normal e que são cobertos por procedimentos controlados, não são incluídos.

- Sinais de atuação do sistema de proteção do reator que ocorram enquanto todas as barras de controle estejam inseridas não são contabilizados porque nenhum movimento de barras de controle ocorreu como resultado desses sinais.

- Durante uma partida, desligamento, ou modificações das condições de potência, os transientes de reatividade podem levar o reator a subcriticalidade ou a supercriticalidade por um curto período de tempo. Contudo, a usina é considerada crítica em termos deste indicador se o reator esteve crítico antes do transiente de reatividade e possa ser suposto que ela poderia retornar à condição crítica depois que o transiente tivesse sido completado (p.ex. uma usina é considerada como permanecendo crítica depois que a criticalidade inicial é declarada, na partida do reator, e como estando crítica até que seja mantida permanentemente subcrítica num desligamento do reator).

- Cada desarme do reator causado por desarme manual intencional da turbina deve ser analisado para determinar aqueles que claramente envolveram decisão consciente do operador ao manualmente desarmar a turbina para proteger importantes equipamentos ou para minimizar os efeitos de um transiente. Desarmes que envolvam tais decisões são considerados desarmes manuais e não são contabilizados para este indicador.

5.6 Cálculo para o Desarme Automático Não Planejado por 7000 Horas com o Reator Crítico

Os exemplos a seguir são fornecidos para ilustrar as situações em que são contabilizadas as atuações do sistema de proteção do reator para o indicador dos desarmes automáticos não planejados para cada 7 000 horas com reator crítico:

Atuações do Sistema de Proteção do Reator

1) Durante o desligamento do reator, suficientes barras de controle foram inseridas para tornar o reator subcrítico. Um sinal espúrio de desarme então causou a inserção no núcleo das demais barras de controle. (Este desarme não é contabilizado para o indicador de desempenho porque o reator não estava crítico).

2) Um desarme de reator ocorreu durante a execução de um teste da turbina. O procedimento da usina utilizado para este teste indicava que um desarme do reator poderia ocorrer durante a execução do teste. (Este desarme não é contabilizado para o indicador de desempenho porque o desarme é parte de uma ação operacional planejada e é coberta por procedimentos da usina).

3) Durante a execução de um teste de "surveillance" de rotina, do sistema de proteção do reator a 100 % de potência, um desarme do reator ocorreu quando um sinal espúrio foi recebido em um dos canais do sistema de proteção enquanto um outro canal estava sendo testado. (Este desarme é contabilizado para o indicador de desempenho).

4) Durante operação a plena potência, uma bomba de alimentação principal desarmou. Os operadores tentaram partir a bomba e reduzir a potência do reator, mas as ações para manter o nível do gerador de vapor foram mal sucedidas. Os operadores então iniciaram um desarme manual do reator antes de ser atingido o "setpoint" para o desarme automático. (Este desarme não é contabilizado para o indicador de desempenho porque ele não foi o resultado da atuação automática do sistema de proteção do reator)

5) Durante operação a 75 %, os operadores desarmaram a turbina principal para prevenir sobrevelocidade causada por um mau funcionamento do sistema de controle da turbina. O desarme da turbina causou um desarme automático do reator. (Este desarme não é contabilizado para o indicador de desempenho porque o desarme foi causado pelos operadores que manualmente desarmaram a turbina para prevenir danos aos equipamentos).

Exemplo de dados e do cálculo para o valor do indicador, para uma determinada usina:

Dados de Desarmes Automáticos Não Planejados com o Reator Crítico por Trimestre

∗ número de desarmes não planejados com o reator crítico = 1

∗ número de horas com o reator crítico num trimestre = 1856

Tabela 5.1 – Dados de Desarmes Automáticos Não Planejados com o Reator Crítico por Ano

	Número de Desarmes Automáticos Não Planejados Com Reator Crítico	Número de Horas Com Reator Crítico
Três Trimestres Anteriores	1	4710
Trimestre Atual	1	1856
Total Anual	2	6566

Desarmes Automáticos Não Planejados para cada 7 000 horas de Operação com o Reator Crítico para o Período

$$\text{Valor para a unidade} = \frac{\text{total de desarmes automáticos não planejados com reator crítico x 7000}}{\text{número total de horas com reator crítico}} = \frac{(2) \times 7000}{(6566)} \quad (5.2)$$

$$\text{Valor para a unidade} = \mathbf{2{,}1} \quad (5.3)$$

6.0 Desempenho dos Sistemas de Segurança

6.1 Com base nos componentes

6.1.1 Objetivo

O objetivo deste indicador (desempenho dos sistemas de segurança) é o de monitorar a disponibilidade dos sistemas de segurança que são importantes para executar determinadas funções em resposta a acidentes ou eventos anormais.

Este indicador, indiretamente, também monitora a efetividade das práticas da operação e da manutenção ao lidar com a indisponibilidade de componentes de sistemas de segurança. O indicador de desempenho de segurança provê uma indicação simples da indisponibilidade, indicação esta que tem se mostrado compatível com os resultados dos cálculos de indisponibilidade de sistemas que são baseados em técnicas mais precisas de modelação de sistemas (p. ex. árvore de falhas). Um valor baixo para esse indicador significa existir uma margem de segurança muito grande no sentido de prevenir danos ao núcleo do reator assim como uma probabilidade menor de ocorrência de desligamento da usina por um período de tempo extenso devido a uma falha de um sistema de segurança, quando requerido atuar durante um evento operacional. Contudo, o objetivo não deve ser o de atingir um valor próximo de zero por um longo período, para esse indicador. De preferência, o objetivo deve ser o de atingir um valor tal que, enquanto baixo, venha contribuir para as atividades de manutenção no sentido de manter a disponibilidade e a confiabilidade dos sistemas consistentes com as análises de segurança.

6.1.2 Definições

Os dados do indicador de desempenho dos sistemas de segurança devem ser relatados a cada trimestre. Os sistemas de segurança monitorados para este indicador são os seguintes:

Reator PWR

- ✓ sistema de injeção de segurança
- ✓ sistema de água de alimentação auxiliar

- ✓ sistema de alimentação de emergência, de AC

Estes sistemas foram selecionados para compor o indicador de desempenho dos sistemas de segurança tendo em vista a importância dos mesmos em prevenir danos ao núcleo do reator. Nem todos os sistemas envolvidos com grande risco ("risk important") são monitorados por este indicador. Preferencialmente, aqueles que são mais importantes para a indústria nuclear em geral é que estão incluídos no escopo deste indicador. Nele estão incluídos os principais sistemas necessários para manter o inventário do refrigerante do reator após uma perda de refrigerante, para permitir a remoção do calor de decaimento após um desligamento do reator ou uma perda da água de alimentação principal e para prover alimentação de emergência de AC após uma perda de alimentação elétrica externa.

Exceto quando especificamente indicado nas instruções para definição e relato do indicador, não se deve monitorar ou creditar a este indicador resultados decorridos da presença de outros sistemas de uma dada usina cuja função seja a de acrescentar diversidade à mitigação ou prevenção de acidentes. Por exemplo, nenhum crédito deve ser dado para fontes adicionais de alimentação que venham a aumentar a confiabilidade do suprimento elétrico da rede à usina porque o objetivo deste indicador é o de monitorar a efetividade da resposta da usina face a uma perda da rede.

O indicador de desempenho é calculado separadamente para cada um dos três sistemas. O indicador de desempenho dos sistemas de segurança é definido, para cada sistema de segurança, como a soma das indisponibilidades, devido a todas as causas, dos componentes (ou trens de geradores de emergência) nos sistemas durante um período de tempo, dividido pelo número de trens no sistema. A intenção é chegar a aproximação da média da indisponibilidade do trem devido à indisponibilidades de componentes. O sistema de alimentação de emergência de AC é tratado ao nível de trem, preferencialmente, em vez de ao nível de componente, isto é, a indisponibilidade é registrada somente quando o gerador de emergência está indisponível para produzir alimentação de emergência de AC. A definição é explicada em maiores detalhes a seguir:

Indisponibilidade de componente: é a fração de tempo que um componente está impossibilitado de realizar a função esperada quando é requerido estar disponível para operar.

- A indisponibilidade de um componente é a relação entre o número de horas em que o componente estava indisponível (horas indisponíveis) e o número de horas em que o sistema era requerido estar disponível.

Componente: é o equipamento para o qual as horas indisponíveis são registradas

- Um componente é incluído no escopo do indicador de desempenho de sistemas de segurança quando a indisponibilidade do componente pode degradar a total capacidade ou redundância do sistema. Nos itens a seguir são encontradas orientações adicionais para se determinar o componente para o qual as horas indisponíveis são monitoradas dos sistemas abaixo:

Sistema de Injeção de Segurança está definido
Sistema de Água de Alimentação Auxiliar
Sistema de Alimentação de Emergência de AC está definido

6.1.3 Elementos Constituintes dos Dados

Os seguintes elementos, que constituem os dados, são requeridos para determinar os valores para este indicador, para cada sistema de segurança, de cada usina:

Horas indisponíveis de um componente: é a soma das horas em que cada componente monitorado em um sistema ficou indisponível para realizar sua função esperada, devido a qualquer causa, quando o sistema era esperado estar disponível para operar.

Horas indisponíveis: para sistemas de fluidos (p. ex.: sistemas de injeção de segurança e de água de alimentação auxiliar), são monitoradas, por muitas usinas, em nível de componentes por causa da dificuldade de se associar todos os componentes, em alguns desses sistemas, com distintos trens. Contudo, algumas usinas escolhem monitorar em nível de trem de forma a obter uma melhor apreciação do desempenho dos diferentes trens dos sistemas de segurança.

O sistema de alimentação de emergência de AC é sempre monitorado ao nível de trem em vez de ao nível de componente. Isto é, horas indisponíveis são registradas somente quando o trem do gerador de emergência está indisponível para fornecer alimentação de emergência de AC. A falha de um dos dois subsistemas redundantes, de suporte, dos geradores de emergência, por exemplo, não deveria ser contabilizada como "indisponibilidade do gerador de emergência", uma vez que o trem do gerador de emergência ainda está disponível. Detalhes adicionais de como relatar dados do sistema de alimentação de emergência de AC estão descritos nas "Notas Esclarecedoras".

Horas indisponíveis, para um componente, são registradas somente quando o sistema de segurança é requerido estar disponível para operar. Horas indisponíveis de um componente, pode ser devido a muitas causas que venham a impedir que um componente desempenhe sua função esperada, conforme requerido. Estas horas indisponíveis consistem na soma das horas indisponíveis (planejadas e não planejadas) com as horas não detectadas de indisponibilidade, definidas como a seguir:

Horas Indisponíveis Planejadas

Horas indisponíveis planejadas são as horas em que um componente não está disponível para operar, durante uma atividade planejada com certa antecedência. A hora inicial e final das horas indisponíveis planejadas são conhecidas.[2] As horas indisponíveis planejadas incluem os seguintes casos (mas não se limitam a eles):

- componente retirado de operação, mecânica ou eletricamente, para manutenção preventiva ou inspeção
- indisponibilidade planejada de sistema de suporte causando a indisponibilidade de um componente ou de um trem, de um sistema sob monitoração (p. ex.: alimentação AC ou DC, ar de instrumentação, água de serviço, água de refrigeração de componentes ou de ambientes)

- teste de "surveillance", exceto se o teste puder ser automaticamente sobrepujado por um sinal válido de partida ou possa ser rapidamente recomposto, dentro de poucos minutos após o tal sinal, por um operador

[2]A acumulação de horas indisponíveis termina quando o trem é retornado ao alinhamento de prontidão normal. Contudo, se um teste subseqüente (p. ex: teste pós manutenção) mostrar que o trem não está capaz de desempenhar a sua função de segurança, o tempo entre o retorno ao alinhamento prontidão normal e o teste mal sucedido é reclassificado para horas indisponíveis.

na Sala de Controle ou por um operador colocado no local para aquela finalidade

- qualquer modificação que requeira que um componente seja retirado mecânica ou eletricamente de operação

Pessoal das usinas algumas vezes questiona o por quê que as horas indisponíveis planejadas são incluídas na definição do indicador. Eles argumentam que o indicador impõe uma penalidade em algo feito que deveria ser considerado como positivo em termos de resultado. A razão pela qual as horas indisponíveis planejadas são levadas em conta (objeto de considerações adicionais nas "observações") é que partes do sistema ficam indisponíveis, durante as atividades acima descritas.

Admite-se que tais atividades planejadas podem ter um efeito benéfico como um todo em termos de redução de horas indisponíveis e de horas não detectadas de indisponibilidade não planejadas (como discutido a seguir). De fato, se as atividades planejadas são bem administradas e dão resultados efetivos, as horas indisponíveis e as horas não detectadas de indisponibilidade, ambas não planejadas, são minimizadas.

Contudo, não é necessariamente desejável que horas indisponíveis planejadas sejam evitadas ou minimizadas durante períodos em que o sistema é requerido estar disponível para operar. De preferência, o objetivo deveria ser o de atingir um valor total para o indicador que, enquanto baixo, permita as atividades planejadas de manutenção para ajudar a manter a confiabilidade e a disponibilidade dos sistemas consistentes com as análises de segurança.

Horas Indisponíveis Não Planejadas

Horas indisponíveis não planejadas são as horas em que um componente não está disponível durante uma atividade que não tenha sido planejada anteriormente. A hora inicial e final das horas indisponíveis não planejadas são conhecidas.[3] As horas indisponíveis não planejadas incluem os seguintes casos (mas não se limitam a eles):

- tempo de uma manutenção corretiva após a detecção de um componente falhado (O tempo entre a falha e a detecção deveria ser contabilizado como horas não detectadas de indisponibilidade, como tratado a seguir)

[3] Ver nota 1.

- indisponibilidade não planejada de sistemas de suporte causando a indisponibilidade de um componente ou de um trem de um sistema monitorado (p. ex.: alimentação AC ou DC, ar de instrumentação, água de serviço, água de refrigeração de componentes ou de ambientes)
- erro humano provocando indisponibilidade de componente (p. ex.: válvula ou disjuntor em posição indevida) ; somente o tempo para restabelecer as condições normais deve ser relatado como horas indisponíveis não planejadas.

Horas Não Detectadas de Indisponibilidade

O conceito de horas não detectadas de indisponibilidade é extremamente importante para a exatidão do indicador de desempenho dos sistemas de segurança porque ele reflete a quantidade de horas que um componente ou trem passa numa não detectada condição de falhado. Três situações envolvendo as horas não detectadas de indisponibilidade podem ocorrer:

No primeiro caso, o tempo em que a falha ocorre e o tempo levado para descobrir esse fato são conhecidos. Exemplos desse tipo de falha inclui eventos externos ao equipamento (p. ex.: queda de raio, erros de instalação, danos causados durante atividades de teste ou de manutenção) e que causam a falha do equipamento num determinado tempo conhecido. Para estes casos horas não detectadas de indisponibilidade é o tempo decorrido entre a ocorrência da falha e o instante em que a falha foi descoberta.

No segundo caso, a falha é conhecida assim que ela ocorre. Neste caso não há horas não detectadas de indisponibilidade porque o instante em que a falha ocorreu é o mesmo em que a falha foi descoberta; nessas falhas estão incluídas:

- falha de um componente operado continuamente, como por exemplo o desarme de uma bomba de carregamento que é também utilizada para atender a uma função de um sistema monitorado;
- falha de um componente enquanto em prontidão e que é anunciada na Sala de Controle, como por exemplo a falha do circuito de controle de alimentação elétrica para um sistema monitorado.

A falha de componente enquanto em prontidão, durante um teste de "surveillance" não está necessariamente incluído neste segundo caso, a menos que seja conhecido, com um certo grau de certeza, que a falha não teria ocorrido se o teste tivesse sido realizado numa data mais cedo. Em outras palavras, zero horas não detectadas de indisponibilidade somente estão associadas com falhas de componentes em prontidão que são causadas por condições únicas ao teste em particular durante o qual o componente falhou.

No terceiro caso, somente o instante em que a falha foi descoberta é conhecido com um certo grau de certeza. Não é correto pressupor-se que a falha tenha ocorrido no instante em que foi descoberta porque a pressuposição não leve em conta o que pode ser significante em termos de tempo indisponível antes da descoberta. As horas não detectadas para este caso deve ser estimada. A base para a técnica dessa estimativa está fundamentada na teoria da confiabilidade. A teoria estabelece que em falhas de ocorrência randômica, dentre um grupo de componentes que são testados periodicamente, o tempo médio de ocorrência deve ser o equivalente à metade do tempo decorrido desde o último teste bem sucedido. Dessa forma, o valor utilizado para estimar as horas não detectadas de indisponibilidade, neste caso, é equivalente à metade do tempo em que o componente foi requerido estar em operação desde o seu último teste ou operação bem sucedidos.

De forma a aprimorar a exatidão do relato desse importante parâmetro, as usinas costumam relatar as horas não detectadas de indisponibilidade, na base de um relato para cada falha. As horas não detectadas de indisponibilidade são contabilizadas como a metade do tempo em que o componente era requerido estar disponível para operar desde o último teste ou operação conhecidos a menos que uma justificativa específica estabeleça que a falha se enquadra no primeiro ou no segundo caso mencionados (e assim sendo, as horas não detectadas de indisponibilidade ou são conhecidas e relatadas como tal ou não são aplicáveis).

Horas requeridas de um sistema: são as horas em que um sistema é requerido estar apto para desempenhar sua função de segurança. Horas indisponíveis são contabilizadas somente para os períodos em que o sistema é requerido estar disponível para operar.

O denominador para o cálculo da indisponibilidade é a quantidade de horas em que o sistema era requerido estar apto para desempenhar sua função de segurança. O termo "horas requeridas de um sistema" é um valor "default", conforme abaixo descrito.

O valor "default" para "horas requeridas de um sistema" deve ser utilizado para calcular a indisponibilidade do sistema. O valor "default" é determinado, para cada sistema, como a seguir:

- sistema de alimentação de emergência de AC: este valor é estimado pelo número de horas do período reportado, porque normalmente é esperado que os geradores de emergência estejam disponíveis tanto durante a operação da usina quanto durante o seu desligamento.
- todos os outros sistemas: este valor é estimado pelo número de horas com o reator crítico, no período reportado, porque estes sistemas são geralmente requeridos estar em operação somente enquanto o reator estiver crítico e, por curtos períodos de tempo, durante partidas ou desligamentos.

Número de trens de um sistema

Número de trens de um sistema é determinado como a seguir :

- sistemas de bombas: é o número de bombas principais em paralelo no sistema de fluxo (p. ex.: número de bombas de água de alimentação auxiliar)
- sistema de alimentação de emergência de AC: é o número de geradores de emergência numa usina, que estão instalados para suprir alimentação elétrica durante o desligamento da unidade no caso de perda da alimentação externa.

6.1.4 Fórmulas e Cálculos

Os valores, para cada sistema de segurança de uma usina (exceto alimentação de emergência de AC) são determinados em cada período reportado como a seguir:

- Valor para um sistema, em uma unidade $= \dfrac{\text{(horas indisponíveis planejadas) + (horas indisponíveis não planejadas) + (horas não detectadas de indisponibilidade)}}{\text{(horas requeridas para o sistema) x (número de trens)}}$ (6.1.1)

Tendo em vista que geradores de emergência (GD's) em centrais com múltiplas unidades freqüentemente atendem a mais de uma unidade, o valor do indicador para um sistema de alimentação de emergência de AC é calculado para cada período, como valor da unidade, como a seguir:

- Valor para cada GD = $\frac{\text{(horas indisponíveis planejadas) + (horas indisponíveis não planejadas) + (horas não detectadas de indisponibilidade)}}{\text{(horas requeridas para o sistema)}}$ (6.1.2)

- Valor para a unidade = $\frac{\text{(soma de todas as horas indisponíveis, para todos GD's)}}{\text{(média do número de GD's presentes no período) x (horas no período)}}$ (6.1.3)

Valor para Membros da WANO

O valor do indicador (para cada sistema) para um membro da WANO é a mediana dos valores dos indicadores das unidades, para um dado sistema, considerando as várias unidades representadas por aquele membro.

Um exemplo de dados coletados, para este indicador de desempenho, e uma amostra de cálculo para um sistema de água de alimentação auxiliar, de uma PWR, são apresentados na Tabela 6.1.

6.1.5 Critérios e Esclarecimentos para a Validação dos Dados

As usinas nucleares novas começam a submeter seus dados de indicadores de desempenho no dia 1o de Janeiro do ano seguinte ao do início de sua operação comercial. Os dados dessas unidades, referentes a um período completo de cálculo de um indicador específico, serão incluídos no relatório de dados de todas as usinas do mundo. Unidades que estão aguardando o descomissionamento ou que não tenham estado em operação por muitos anos não terão seus dados incluídos no relatório.

As seguintes observações são aplicáveis a todos os sistemas de segurança monitorados por este indicador (as exceções, quando pertinentes, são especificamente apontadas):

Origem dos Dados

⇨ A identificação das horas indisponíveis de um componente pode ser obtida dos "registros de falha de componentes", dos "logs" da Sala de Controle, das LT's da manutenção, etc. Procedimentos da manutenção preventiva e dos testes de "surveillance" podem não só ajudar a determinar se as atividades executadas segundo esses procedimentos causaram a indisponibilidade de um componente quanto a identificar a freqüência dessas atividades de manutenção e de testes.

Exceções relativas ao escopo de componentes

⇨ Componentes (p. ex. alarmes, transmissores, etc.) que não afetam a "função monitorada" de componentes de um sistema principal não deve ser incluído no escopo de componentes monitorados por esse indicador. Por exemplo, um transmissor de pressão que fornece somente uma indicação da pressão não deve ser incluído. Contudo, um transmissor de pressão que poderia impedir a partida de uma bomba deve ser monitorado.

Exceções relativas à falha de componentes

⇨ O mau funcionamento de componentes ou erros de operação que não impeçam o componente de ser restabelecido à condição normal de operação, dentro de poucos minutos, a partir da Sala de Controle, e que também não requeiram manutenção corretiva ou diagnóstico de problema significante, não são contabilizados como falhas.

⇨ Um pequeno vazamento de óleo, água ou vapor, que não impeça a operação segura de um componente durante uma demanda operacional de um sistema de segurança não é contabilizado como falha de componente.

⇨ Horas indisponíveis (planejadas, não planejadas e não detectadas) não são relatadas quando devido à falha de certos componentes auxiliares a não ser que a função de segurança de um componente principal (p. ex.: bomba, válvula, gerador de emergência) seja afetada. Tais componentes auxiliares abrangem equipamentos associados com controles, proteções e funções de atuação (p. ex.: suprimento de energia elétrica, subsistemas de lubrificação, etc.) Por exemplo, se três pressostatos, dispostos numa lógica de 2 de três, fornecem proteção contra baixa pressão na sucção de uma bomba de água de alimentação auxiliar, as horas indisponíveis não devem ser contabilizadas devido à falha de somente um desses pressostatos porque essa falha simples não afetaria a operabilidade da bomba.

Horas Não Detectadas de Indisponibilidade

De forma a se obter informações suficientes para avaliar adequadamente as horas não detectadas de indisponibilidade, pelo menos dois testes ou operações com os componentes do sistema devem ser executados entre as revisões ou grandes manutenções dos equipamentos. O primeiro teste deve estar associado à demonstração pós-manutenção que o sistema está disponível para operação, desde o começo do período em que o mesmo é requerido estar disponível. Pelo menos mais um teste é requerido perto do fim desse período, antes da próxima revisão ou grande manutenção, de forma a determinar se os componentes no sistema permaneceram disponíveis (i. e. não falhados) durante esse mesmo período.

Se um segundo teste não é executado, para verificar a condição de operabilidade "como encontrada" dos componentes do sistema, antes da manutenção, as horas não detectadas de indisponibilidade devem ser deixadas em branco e devidamente explicadas. Assim sendo, a contabilização do indicador será suprimida.

Quando um componente falhado ou alinhado indevidamente é descoberto durante uma inspeção ou, como o resultado de um observação casual (sem que seja um teste), as horas não detectadas de indisponibilidade devem ser relatadas.

Um componente não é considerado como indisponível se ele é capaz de desempenhar sua função de segurança. Por exemplo, se uma válvula que normalmente está na posição aberta, é encontrada falhada, ainda na posição aberta, e sendo esta a posição requerida para que o sistema desempenhe sua função, o período de tempo em que a válvula estava falhada não deve ser contabilizado como horas não detectadas de

indisponibilidade. Contudo, o período de tempo para reparo dessa válvula é contabilizado como horas indisponíveis não planejadas se o reparo exigir que a válvula seja fechada ou que a linha contendo a válvula seja isolada, e que tal condição represente uma degradação na capacidade ou na redundância do sistema.

O período de tempo em que um requisito de projeto ou de Especificação Técnica não é cumprido não é contabilizado como horas não detectadas de indisponibilidade se a análise da Engenharia determinar que o componente, naquele período de tempo, era capaz de desempenhar sua função de segurança durante um evento operacional. Por exemplo, se um gerador de emergência falhar em atingir a velocidade e a voltagem esperada, no exato tempo requerido pelas especificações técnicas, o gerador de emergência não é considerado indisponível se um teste demonstrar que ele poderia partir, operar e gerar carga, conforme requerido numa emergência.

Quando um componente é detectado falhado, o período de tempo desde o último teste ou operação bem sucedidos pode abranger um período de tempo em que o sistema não era requerido para operar. Nesse caso, as horas não detectadas de indisponibilidade são estimadas como a metade do tempo em que o sistema era requerido estar disponível desde o último teste ou operação bem sucedidos. Por exemplo, se uma bomba de injeção é descoberta falhada por 24 dias após o último teste na bomba, bem sucedido, e uma parada de 10 dias (quando a operabilidade da bomba não é requerida) ocorreu entre o último teste bem sucedido e a descoberta da falha, as horas não detectadas de indisponibilidade para esta bomba são contabilizadas como a seguir:

$$1/2 \times (24 - 10) \text{ dias} \times (24 \text{ horas/dia}) = 168 \text{ horas} \qquad (6.1.4)$$

Quando tanto o instante em que o componente falhou quanto o instante em que a falha foi descoberta forem conhecidos, as horas não detectadas de indisponibilidade são calculadas como o tempo em que o componente era requerido estar disponível para operar no período compreendido entre o instante em que o componente falhou e o instante que a falha foi descoberta.

As horas não detectadas de indisponibilidade associadas com uma falha de componente podem abranger as horas indisponíveis correspondentes a vários períodos de relato (p. ex. vários trimestres). Neste caso, as horas não detectadas de indisponibilidade devem ser rateadas para os devidos períodos de relato. Por exemplo, se uma falha é descoberta no 10º dia de um trimestre e o número estimado de horas

indisponíveis for de 300 horas, então 240 horas devem ser contabilizadas para o trimestre corrente e 60 horas indisponíveis devem ser contabilizadas para o trimestre anterior. É importante notar que, nessa condição é requerida a atualização dos dados do trimestre anterior.

Múltiplos Componentes Indisponíveis

Quando dois (ou mais) componentes de um sistema estão indisponíveis, ambos devido às falhas, as horas indisponíveis (não planejadas e não detectadas) para cada componente são contabilizadas separadamente quando da determinação da soma das horas indisponíveis do componente para o sistema. Contudo, se após a falha do componente, um ou mais componentes adicionais no sistema são seletivamente retirados de operação para fins de manutenção preventiva, as horas indisponíveis para estes componentes não são contabilizadas exceto nos seguintes casos:

- ⇨ Se o tempo de parada do equipamento teve que ser estendido para completar os trabalhos de manutenção seletiva, então as horas adicionais devem ser contabilizadas como horas indisponíveis planejadas.
- ⇨ Se uma falha é encontrada em um componente seletivamente retirado de operação, as horas não detectadas de indisponibilidade e quaisquer outras horas adicionais indisponíveis não planejadas devem ser contabilizadas para este componente além das horas atribuídas à falha original do componente.

Quando um componente de um sistema de segurança está indisponível devido a atividades planejadas (p. ex.: manutenção preventiva), outros componentes do sistema podem ser retirados de operação para atividades planejadas sem que sejam contabilizadas horas indisponíveis adicionais desde que a retirada desses componentes não venha a degradar a total capacidade ou redundância do sistema. Nesses casos, as horas indisponíveis planejadas são contabilizadas a partir do instante em que o primeiro componente é retirado de operação até que o último componente seja retornado à operação.

Horas indisponíveis não são contabilizadas para componentes servindo de dispositivo de isolamento para outros componentes que não foram retirados de operação. Por exemplo, se várias válvulas são fechadas para isolar uma bomba para fins

de manutenção preventiva, nessas condições não se deve contabilizar as horas indisponíveis para as válvulas de isolamento (Para a bomba, as horas indisponíveis devem ser contabilizadas).

Sistemas de Suporte

Se a indisponibilidade de um sistema de suporte provoca a indisponibilidade de um componente que é monitorado por indicador de desempenho, em um dos sistemas de segurança, então as horas de indisponibilidade do sistema de suporte são contabilizadas por conta da indisponibilidade que ele provoca no componente monitorado pelo indicador. A indisponibilidade do sistema de suporte deve ser a indisponibilidade real da função do sistema de suporte no componente monitorado.

Horas não detectadas de indisponibilidade devido à indisponibilidade de um sistema de suporte não devem ser relatadas, supondo-se que o sistema de suporte esteja continuamente operando. Se o sistema de suporte está dedicado ao sistema monitorado e está normalmente na condição "standby" este deve ser incluído como parte do escopo do sistema monitorado. Neste caso, horas não detectadas de indisponibilidade causadas por uma falha no sistema de suporte devem ser relatadas uma vez que envolvem um componente monitorado. Falhas de sistemas de suporte de operação contínua não contribuem para as horas não detectadas de indisponibilidade de sistemas monitorados.

Se a falha de um sistema de suporte de operação contínua causar a indisponibilidade de múltiplos componentes as horas indisponíveis não planejadas devem ser relatadas como indicado no parágrafo anterior. Horas não detectadas de indisponibilidade não devem ser relatadas nesse caso.

Alimentação elétrica de emergência de AC, não é considerada como um sistema de suporte porque esse sistema é monitorado separadamente por este indicador. Além do mais, os sistemas monitorados são considerados como estando disponíveis enquanto a fonte de alimentação elétrica desses sistemas, normal ou de emergência, estiver disponível.

Horas indisponíveis são também contabilizadas para a indisponibilidade dos sistemas de suporte que mantêm condições ambientais requeridas em locais nos quais estão instalados componentes de sistemas de segurança e que, na falta dessas condições, esses componentes monitorados acabam por ficar indisponíveis.

Em alguns casos, a indisponibilidade de um sistema monitorado, que é causada pela indisponibilidade de um sistema de suporte utilizado para o resfriamento, não deve ser relatada se a água de resfriamento pode ser suprida por uma outra fonte substituta. As limitações dessa outra fonte substituta de água de resfriamento são:

- ⇨ Para geradores de emergência, a água de resfriamento suprida por uma bomba alimentada por uma outra fonte de energia elétrica classe 1E (grau de segurança) pode ser substituída desde que uma outra bomba fique disponível, mantendo os requisitos de redundância elétrica de tal forma que uma falha única não possa causar a perda de ambos geradores de emergência. No caso de Angra 1 o sistema de água de serviço dá suporte de resfriamento aos componentes dos GD's; se uma das bombas do alinhamento normal, ou seja, bomba 1A ou bomba 1B, vier a falhar, a alternativa seria a de colocar a bomba 1C alimentada pela mesma fonte da bomba que falhou (isto é, falhando a bomba 1A colocar a bomba 1C alimentada pela barra 1A3 ou, falhando a bomba 1B, colocar a bomba 1C alimentada pela barra 1A4).
- ⇨ Para sistemas monitorados, com componentes resfriados por sistemas de suporte, onde ambos são alimentados por fonte elétrica classe 1E, o sistema de resfriamento pode ser substituído por outro normal (não classe 1E) desde que o critério de redundância para garantir o critério de falha única seja mantido. Em Angra 1, os sistemas de água de serviço e resfriamento de componentes já possuem uma bomba alternativa (swing) com todos os dispositivos de manobra elétricos e mecânicos, de tal forma que substitui a bomba A ou a bomba B com os mesmos critérios de segurança da bomba de alinhamento normal.

Componentes Instalados como Reserva

Para sistemas que tenham componentes instalados como reserva as horas indisponíveis, em certas situações, não são contabilizadas. Um componente reserva é um componente (ou trem de componentes) que é utilizado como reserva de outro(s) equipamento(s) de forma a permitir a retirada de operação do(s) equipamento(s), para fins de manutenção corretiva ou preventiva, sem implicar numa condição limite de

operação ou numa violação de um critério de falha única. Para ser considerado como componente instalado como reserva o componente não deve estar incluído na análise de segurança das bases de projeto de um dado sistema para que este (sistema) desempenhe sua função de segurança.

Componentes que são requeridos como "backup", em caso de falha de um equipamento, de forma a permitir que o sistema cumpra com os requisitos de segurança ou critérios de falha única (p. ex.: componentes "swing" que automaticamente se alinham com diferentes trens ou unidades) não são considerados como componentes instalados como reserva.

Horas indisponíveis para um componente instalado como reserva somente são contabilizadas se esse componente se torna indisponível durante o tempo em que deveria estar atuando como "reposição" de um outro componente. Neste caso estão incluídas as horas indisponíveis e as horas não detectadas de indisponibilidade, tanto planejadas quanto não planejadas.

Horas indisponíveis planejadas (p. ex.: manutenção preventiva) e horas indisponíveis não planejadas (p. ex.: manutenção corretiva) não são contabilizadas para um componente caso um outro componente "instalado como reserva" tenha sido colocado em operação para desempenhar a função de segurança daquele primeiro componente.

Horas não detectadas de indisponibilidade, associadas com falhas de componentes ou com erros humano, são sempre contabilizadas ainda que o componente falhado seja substituído por um componente "instalado como reserva" enquanto o reparo esteja em processo. Por exemplo, um gerador diesel de emergência falha durante o teste de "surveillance"; as horas indisponíveis que devem ser relatadas para essa falha devem incluir o período de tempo necessário para substituir o gerador falhado pelo reserva e mais a metade do período de tempo compreendido entre a última vez em que o gerador operou com sucesso até o instante em que ele falhou (horas não detectadas de indisponibilidade).

Quando a intenção é a de determinar o número de trens não se deve considerar componentes "instalados como reserva" (p. ex.: GD's 3 e 4 em Angra 1) como equipamentos principais (p. ex.:bombas ou geradores de emergência).

Sistemas de Segurança com Trens Extras (Redundantes)

Algumas usinas têm sistemas de segurança com trens extras de componentes de forma a permitir a realização de manutenção preventiva com a usina em carga sem que se configure uma violação do critério de falha única (quando aplicado aos trens remanescentes). Isto é, um dos trens remanescentes pode falhar, mas o sistema pode ainda cumprir sua função de segurança, conforme requerido pela análise de segurança das bases de projeto. Tais sistemas são caracterizados por dispor de um grande número de trens (normalmente um mínimo de quatro, mas, às vezes, um número maior).

Sistemas de fluidos que dispõem de tais trens extras geralmente cumprem os requisitos das bases de projeto com um trem em manutenção e com um outro trem falhado.

Usinas que querem obter crédito devido à existência de trens extras "para manutenção" devem elaborar o relato segundo o guia fornecido para o indicador "Desempenho dos Sistemas de Segurança - baseado em trens". Isto é necessário para não confundir o relato "baseado em componente" com o "baseado em trem".

Sistemas requeridos para estar em operação todo o tempo

O sistema de alimentação de emergência de AC é geralmente requerido estar operante todo o tempo. Contudo, horas indisponíveis de componentes, planejadas e não planejadas, não são relatadas quando certos componentes (p. ex.: GD's, bomba do SRCR) são retirados de operação (p. ex.: para manutenção preventiva, manutenção corretiva ou revisão geral).

Sistema de alimentação de emergência de AC:

Quando uma unidade é desligada, um trem de alimentação de emergência de AC, de cada vez, pode ser retirado de operação sem implicar em horas indisponíveis, planejadas ou não planejadas, nas seguintes condições:

- Para uma unidade desligada, um gerador de emergência (GD), de cada vez, pode ser seletivamente retirado de operação sem que se considere como horas indisponíveis, planejadas ou não planejadas desde que

pelo menos um gerador de emergência esteja disponível para suprir cargas de emergência.

- GD's podem ser testados sem o relato das horas indisponíveis, planejadas e não planejadas, desde que os GD's permaneçam disponíveis para operar durante o teste (isto é, o teste pode ser automaticamente sobrepujado por um sinal válido de partida ou possa ser rapidamente sobrepujado, dentro de poucos minutos após o tal sinal, por um operador na Sala de Controle ou operador colocado no local para esta finalidade).

Quando o reator está desligado, os sistemas ou partes de sistemas que provêem resfriamento durante um desligamento podem ser retirados de operação sem implicar em horas indisponíveis, planejadas ou não planejadas, somente nas seguintes condições:

- As partes do sistema de resfriamento para o desligamento, associadas com uma rota de fluxo de um trocador de calor, podem ser retiradas de operação sem implicar em horas indisponíveis, planejadas ou não planejadas, desde que outra rota de fluxo de trocador de calor esteja disponível (incluindo pelo menos uma bomba) e um meio alternativo forçado de remoção de calor de decaimento do núcleo, em circuito fechado, esteja disponível. O meio alternativo de remoção de calor de decaimento não precisa ser "relacionado com a segurança" mas deve ter sido determinado que ele seja capaz de absorver a carga de calor de decaimento.
- Com o combustível ainda no vaso do reator, quando a carga de calor de decaimento é tão baixa que a recirculação forçada para fins de resfriamento, ainda que em bases intermitentes, não seja mais requerida (as perdas para o ambiente são suficientes para contrabalançar a carga de calor de decaimento), as horas indisponíveis de componente, planejadas ou não planejadas, não são objeto de relato.

Quando o reator está sem combustível, as horas indisponíveis de componente, planejadas ou não planejadas, não são objetos de relato.

Para estes sistemas, as horas não detectadas de indisponibilidade são sempre contabilizadas mesmo que partes do sistema sejam retiradas de operação como acima descrito.

Com a usina em operação, determinados componentes que auxiliam a função de resfriamento do sistema de remoção de calor residual, são normalmente desenergizados ou retirados do nicho. Isto não se constitui numa condição de indisponibilidade dos trens que provêem resfriamento durante um desligamento, a menos que os componentes desenergizados não possam ser recolocados de volta a operação antes do tempo mínimo necessário requerido pela função de resfriamento durante o desligamento (tipicamente o tempo requerido por uma usina para completar um rápido resfriamento, dentro dos limites máximos estabelecidos para o seu resfriamento, a partir das condições normais de operação).

Notas Adicionais para Geradores de Emergência (GD)

Horas não detectadas de indisponibilidade não devem ser contabilizadas para falhas de um GD, ao partir ou operar em carga, se a falha pode ser atribuída, indiscutivelmente, às causas listadas no item "exceções relativas à falha de componentes", anteriormente descrito, ou a alguma das seguintes condições:

- Ocorrência de um sinal espúrio de "trip" do GD que seja automaticamente "bypasseado" quando o GD é partido por um sinal de emergência (p. ex.: desarme por alta temperatura da água de resfriamento que erroneamente tenha desarmado um GD [durante um teste], embora a temperatura da água de resfriamento estivesse normal)
- Mau funcionamento de um equipamento que não é requerido estar em operação durante uma perda de alimentação externa (p. ex.: circuito elétrico utilizado para sincronizar o GD com fontes externas de alimentação elétrica, mas não requerido quando a alimentação externa é perdida)

- Uma falha na partida (do GD) devido ao fato de que uma parte redundante do sistema de partida foi intencionalmente desabilitada para fins de teste e se, a seguir, ocorrer uma partida com sucesso estando o sistema de partida alinhado normalmente.

Ao se determinarem as horas não detectadas de indisponibilidade para a falha de um GD operando em carga, após uma partida bem sucedida, o último teste ou operação bem sucedida corresponde à última operação em carga bem sucedida (e não exatamente uma partida bem sucedida). Para que uma operação em carga ou um teste sejam considerados como bem sucedidos, a operação em carga do GD deve ter sido precedida por uma partida bem sucedida tendo sido satisfeito um dos seguintes critérios:

- uma operação em carga, de duração qualquer, que tenha sido resultado de um sinal (manual ou automático) de partida real (e não de teste);
- um teste em carga que tenha atendido com sucesso às especificações tanto de carga da unidade quanto de duração do teste;
- qualquer outra operação (p. ex.: testes especiais) durante a qual o GD esteve rodando por pelo menos uma hora com pelo menos 50% da carga de projeto.

6.1.6 Cálculos dos Indicadores dos Sistemas de Segurança

6.1.6.1 Sistema de Injeção de Segurança de alta pressão (SIS)

Este item provê orientação adicional para o indicador de desempenho do Sistema de Injeção de Segurança de alta pressão (SIS) de uma PWR. Os componentes do SIS que são monitorados são aqueles que são utilizados no caso de um pequeno acidente, na perna fria, com perda de refrigerante (LOCA).

- ✓ **Escopo do SIS:** Existem diferenças de projeto de SIS's que afetam o escopo de componentes a serem incluídos visando as funções do SIS.

Assume-se que o SIS é requerido para operar por um longo período de tempo durante o qual o suprimento inicial de água, proveniente do tanque de água de recarregamento, é esgotado sendo então requerida a recirculação da água do poço da contenção. Assim sendo, componentes nas rotas de fluxo de ambas essas fontes de água são incluídos.

Nas Usinas de Angra a recirculação de água do poço da contenção requer que a bomba de injeção faça sua sucção através das bombas de remoção de calor residual de baixa pressão. Em usinas deste tipo, as bombas de calor residual de baixa pressão e as válvulas associadas, na rota de fluxo do poço para as bombas do SIS, são incluídas no escopo de componentes para o SIS.

Número de trens do sistema: O número de trens do SIS é definido pelo número de bombas em paralelo utilizadas para cumprir suas funções. Por exemplo, um sistema com duas bombas de injeção de segurança dedicadas que partem ao receber o sinal de injeção de segurança, é considerado como um sistema de injeção de segurança de dois trens. Quando bombas de alta pressão são requeridas para succionar de bombas de sistemas de baixa pressão, essas bombas de baixa pressão não devem ser consideradas como trens adicionais. Bombas instaladas como reserva não devem ser utilizadas para determinar o número de trens do sistema.

6.1.6.2 Sistema de Água de Alimentação Auxiliar (SAAA)

Este item apresenta orientação adicional para o indicador de desempenho do sistema de água de alimentação auxiliar (SAAA), que é um sistema de segurança em usinas PWR. Os componentes do SAAA, sujeitos à monitoração, são aqueles utilizados após um desarme do reator ou perda da água de alimentação principal.

- **Escopo do SAAA:** O SAAA é requerido operar por um grande período de tempo, durante o qual o suprimento inicial de água proveniente do tanque de água de alimentação auxiliar acaba se esgotando sendo então requerida uma fonte de água alternativa (p. ex.: sistema de água de serviço). Portanto, os componentes que fazem parte de ambas as rotas de fluxo mencionadas são incluídos no escopo do

indicador; contudo, a fonte alternativa de água (p. ex.: sistema de água de serviço) não é incluída.

Angra 2 possui duas bombas de alimentação para a partida e parada (LAI) que são partidas automaticamente. As bombas de alimentação de partida e parada succionam do tanque de água de alimentação (LAA).

- **Número de trens do sistema:** O número de trens do sistema é determinado pelo número de bombas em paralelo no SAAA e não pelo número de linhas de injeção. Por exemplo, sistemas com três bombas de AAA são considerados como "sistemas de três trens", quer estes três trens alimentem duas, três ou quatro linhas de injeção e, a despeito da capacidade de fluxo dessas bombas.

6.1.6.3 Sistema de Alimentação de Emergência de AC

Este item apresenta orientação adicional para o indicador de desempenho do sistema de alimentação de emergência de AC.

- **Escopo do sistema de alimentação de emergência de AC:** Os dados para este sistema são coletados em nível trem. O gerador de emergência inclui subsistemas tais como: ar de partida, óleo lubrificante, água de resfriamento, disjuntor de saída do gerador, etc. Contudo, para este indicador de desempenho, horas indisponíveis somente são contabilizadas quando o gerador de emergência estiver indisponível para partir ou operar em carga. Por exemplo, se um componente falhar em um trem de um sistema de suporte redundante, mas o gerador de emergência ainda estiver operável, as horas indisponíveis não são contabilizadas.

- **Número de trens de um sistema:** O número de trens do sistema de alimentação de AC é igual ao número de geradores de emergência da usina, que estão instalados para suprir cargas para um desligamento seguro, em caso de perda de alimentação externa. Geradores de emergência, instalados como reserva, não constituem trens independentes.

6.1.6.4 Exemplo de Cálculo

O exemplo a seguir apresenta os passos principais na determinação dos elementos constituintes dos dados requeridos para o indicador "desempenho dos sistemas de segurança". Apresenta também o cálculo do indicador "desempenho dos sistemas de segurança" a partir dos elementos constituintes dos dados. A tabela mostra um exemplo de dados para as "horas indisponíveis de um componente", para cada evento ocorrido durante um trimestre, para o sistema de água de alimentação auxiliar de uma PWR.

HORAS INDISPONÍVEIS DE COMPONENTES

1995

Quarto Trimestre

Sistema: Água de Alimentação Auxiliar

Tabela 6.1 – Indicador “desempenho dos sistemas de segurança”

Item No.	Causa da indisponibilidade do componente	Data do evento	Data retorno operação	Data última operação	Modo de operação quando descoberto	Horas não detectadas de indispo-nibilidade	Horas indisponíveis não planejadas	Horas indisponíveis planejadas	Total horas indispo-níveis
1.	Válvula de Controle de Fluxo AOV2A falhou na posição fechada	02/10/95	03/10/95	06/09/95	1	48 (quarto trimestre) 264 (terceiro trimestre)	12	--	60
2.	Mancais de lubrificação da bomba motorizada	11/10/95	11/10/95	--	1	--	--	2	2
3.	Bomba motorizada falhou ao partir durante teste	01/11/95	01/11/95	--	4	240	0	--	240
4.	MS 100A falhou ao abrir, após fechamento, durante teste	07/12/95	09/12/95	--	1	--	48	--	48
5.	Substituição da chave limite da válvula MOV33	26/12/95	26/12/95	--	1	--	8	--	8
									358

Explicação mais detalhada de cada item, a seguir:

Item 1: O operador pneumático falhou com a válvula na posição fechada, durante um teste em 02/10/95. Visto que o tempo em que a válvula tinha ficado indisponível para desempenhar sua função não era conhecido, as horas não detectadas de indisponibilidade foram estimadas como a metade do período de tempo desde a última operação bem sucedida em 06/09/95: 1/2 x 26 dias = 312 horas (48 horas no quarto trimestre e 264 horas no terceiro trimestre). Além disso, 12 horas de manutenção corretiva foram necessárias para retornar com o componente à operação. Dessa forma, o total de horas indisponíveis para a falha do componente foi de 60 horas no quarto trimestre e 264 horas no terceiro trimestre.

Item 2: A bomba motorizada foi retirada de operação por 2 horas em 11/10/95 para execução de lubrificação de rotina dos mancais do motor (manutenção preventiva).

Item 3: A bomba motorizada falhou ao partir durante um teste em 01/11/95. Contudo, devido ao fato de que a unidade tinha estado no modo 4 de operação desde 22/10/95, o SAAA não tinha sido requerido estar operável por 10 dias antes do teste. Nesse caso, as horas não detectadas de indisponibilidade foram estimadas como a metade do período de tempo em que o sistema foi requerido desde a última operação em 02/10/95: 1/2 x 20 dias = 240 horas. Da mesma forma, o tempo gasto em manutenção corretiva não foi contabilizado como horas indisponíveis não planejadas porque a unidade estava no modo 4. O total de horas indisponíveis para o evento foi de 240 horas.

Item 4: Uma válvula de suprimento de vapor (MS100A) para a bomba do SAAA, que fica normalmente aberta, não pôde ser reaberta após fechamento durante um teste de movimentação em 07/12/95. Visto que a válvula era capaz de desempenhar sua função de segurança (isto é, permanecendo aberta) antes do teste de movimentação não foi necessário fazer uma estimativa do tempo em que o componente esteve falhado (horas não detectadas de indisponibilidade) antes da falha ter sido descoberta. O fato da válvula ter falhado fechada causou a indisponibilidade da mesma. Contudo, somente o tempo requerido pela manutenção corretiva para restabelecer a válvula à sua função apropriada (isto é, permanecendo aberta) foi contabilizado como horas indisponíveis

não planejadas para a válvula. O tempo total da manutenção corretiva foi de 48 horas. O total de horas indisponíveis para o evento foi de 48 horas.

Item 5: A fonte de alimentação elétrica para a válvula MOV33 (válvula de sucção de uma fonte de água alternativa) estava desconectada e a válvula foi retirada de operação em 26/12/95 de forma a investigar o porque que a luz indicadora da posição da válvula, para a posição fechada, não acendia. Uma chave limite foi encontrada com defeito e foi substituída. A válvula foi retirada de operação por 8 horas para ser submetida a manutenção corretiva.

Cálculo:

- Valor para o quarto trimestre:

O total de horas indisponíveis para um SAAA de três trens, para o trimestre, foi de 358 horas. O período de tempo em que a unidade esteve crítica foi de 1921 horas. Dessa forma a indisponibilidade do sistema para o trimestre é calculado como a seguir:

$$\frac{\text{(soma das horas indisponíveis do componente, no sistema)}}{\text{(horas requeridas pelo sistema) x (número de trens)}} = \frac{358}{1921 \times 3} = 0.062 \qquad (6.1.5)$$

A soma das horas indisponíveis de um componente consiste dos seguintes itens:

- Horas indisponíveis planejadas: 2 horas (item 2 acima)
- Horas indisponíveis não planejadas: 68 horas (dos itens 1, 4 e 5 acima)
- Horas não detectadas de indisponibilidade: 288 horas (dos itens 1 e 3 acima)

- Valor para o ano:

Horas indisponíveis e horas críticas, para o ano, são exemplificadas como a seguir:

Tabela 6.2 – Valor para o ano

Trimestre	Horas indisponíveis	Horas críticas
1º	223	1227
2º	646	2183
3º	671*	2208
4º	358	1921

* Inclui 264 horas do item 1 acima

O valor para o ano é calculado como a seguir:

$$\frac{(223 + 646 + 671 + 358)}{(1227 + 2183 + 2208 + 1921) \times (3)} = 0.084 \qquad (6.1.6)$$

6.2 Desempenho dos Sistemas de Segurança (com base nos trens)

Orientação para a elaboração do relatório

Abordagem enfocando os trens de segurança

O presente procedimento expõe uma orientação alternativa para as usinas que primeiro preferem contabilizar a indisponibilidade individual de cada trem, depois tirar a média das indisponibilidades dos trens, para então chegar ao valor global da indisponibilidade da unidade, para um dado sistema. Esta abordagem é similar a utilizada em usinas com múltiplos geradores de emergência. Esta orientação pode ser desconsiderada pelas usinas que não adotam a presente abordagem (isto é: baseada em trens).

De acordo com essa abordagem, o desempenho de sistemas de segurança é primeiramente contabilizado com base no desempenho dos trens, de acordo com as regras a seguir. Posteriormente, os valores ao nível de trens são utilizados para o cálculo da média pelo número de trens instalados para então se obter o valor da unidade ou da central.

6.2.1 Objetivo

O objetivo deste indicador, desempenho dos sistemas de segurança, é o de monitorar a disponibilidade dos sistemas de segurança que são importantes para executar determinadas funções em resposta a acidentes ou eventos anormais.

Este indicador também monitora, indiretamente, a efetividade das práticas da operação e da manutenção ao lidar com a indisponibilidade de trens de sistemas de segurança (daqui por diante simplesmente "trens"). O indicador é expresso em termos de "indisponibilidade de trem". Um valor baixo para esse indicador significa existir uma margem de segurança muito grande no sentido de prevenir danos ao núcleo do reator assim como uma probabilidade menor de ocorrência de desligamento da usina por um período de tempo extenso devido a falha de um trem quando requerido atuar durante um evento operacional. Contudo, o objetivo não deve ser o de atingir um valor próximo de zero por um longo período, para esse indicador. De preferência, o objetivo deve ser o de atingir um valor tal que, enquanto baixo, venha contribuir para as atividades de manutenção no sentido de manter a disponibilidade e a confiabilidade dos sistemas consistente com as análises de segurança.

6.2.2 Definições

Os dados do indicador de desempenho dos sistemas de segurança devem ser relatados a cada trimestre. Os sistemas de segurança, de uma PWR, monitorados por este indicador são os seguintes:

- Sistema de alimentação de emergência, de AC
- Sistema de injeção de segurança
- Sistema de água de alimentação auxiliar

Estes sistemas foram selecionados para compor o indicador de desempenho de sistema de segurança tendo em vista a importância dos mesmos em prevenir danos ao núcleo do reator ou longas paradas da usina. Nem todos os sistemas envolvidos com grande risco ("risk important") são monitorados por este indicador. Preferencialmente, aqueles que são mais importantes para a indústria nuclear em geral é que estão incluídos no escopo deste indicador. Nele estão incluídos os principais sistemas necessários para

manter o inventário do refrigerante do reator após uma perda de refrigerante, para permitir a remoção do calor de decaimento após um desligamento do reator ou uma perda da água de alimentação principal e para prover alimentação de emergência de AC após uma perda de alimentação elétrica externa. Em algumas usinas, essas funções podem ser executadas por diferentes sistemas, sendo esses sistemas incluídos no escopo do presente indicador.

Exceto quando especificamente indicado nas instruções para definição e relato do indicador não se deve monitorar ou creditar a este indicador resultados decorridos da presença de outros sistemas de uma dada usina cuja função seja a de acrescentar diversidade à mitigação ou prevenção de acidentes. Por exemplo, nenhum crédito deve ser dado para fontes adicionais de alimentação que venham a aumentar a confiabilidade do suprimento elétrico da rede à usina porque o objetivo deste indicador é o de monitorar a efetividade da resposta da usina em face de uma perda da rede.

O indicador de desempenho é calculado separadamente para cada trem dos sistemas monitorados. O indicador de desempenho de sistemas de segurança apura a fração de tempo em que um trem fica indisponível para desempenhar sua função, devido às indisponibilidades planejadas e não planejadas e também devido às horas não detectadas de indisponibilidade, todas essas indisponibilidades resultado da falha de um trem quando o sistema era requerido estar disponível para operar. O indicador é a razão entre o número de horas em que o trem esteve indisponível (horas fora de operação) e o número de horas em que o sistema era requerido estar disponível para operar. O valor da soma das indisponibilidades individuais de cada trem é então dividida pelo número de trens de forma a se obter a indisponibilidade média baseada em trens, que é o valor representativo do indicador. A função de segurança que é monitorada com base no desempenho de trens, em cada sistema, será examinada em maiores detalhes nos itens seguintes.

6.2.3 Elementos constituintes dos dados

Os seguintes elementos são necessários para o cálculo da indisponibilidade de um trem:

- Horas indisponíveis planejadas;
- Horas indisponíveis não planejadas;
- Horas não detectadas de indisponibilidade;
- Horas requeridas para que um trem esteja disponível para operar.

Horas indisponíveis de um trem consiste da soma das horas indisponíveis, planejadas e não planejadas, com as horas não detectadas de indisponibilidade. Coletivamente, estes dados são utilizados no numerador da fração que define o número de horas em que um trem não estava disponível para operar durante o período de tempo considerado para o relato do indicador. Horas indisponíveis somente são contabilizadas quando referidas aos períodos em que o trem era requerido estar disponível para operar. O item "Horas Requeridas pelo Trem" apresenta orientações quanto ao tempo em que um trem é requerido estar em operação. Os elementos constituintes dos dados são definidos da seguinte maneira:

- Horas indisponíveis planejadas — São as horas nas quais estão incluídos o período de tempo em que o trem esteve fora de operação para: manutenção, teste de "surveillance", modificações em equipamentos ou qualquer outro período de tempo em que o equipamento foi seletivamente retirado de operação e a atividade tenha sido planejada com antecedência (o acúmulo de horas indisponíveis termina quando o trem é retornado à condição normal, isto é, alinhado em "standby".[4]

- Horas indisponíveis não planejadas — São as horas nas quais estão incluídos o período de tempo de uma manutenção corretiva ou então o período de tempo decorrido entre a descoberta da falha e o retorno à operação, resultado de um equipamento falhado ou de erro humano que fizeram com que o trem ficasse indisponível (p. ex.: erro de alinhamento)[3].

- Horas não detectadas de indisponibilidade — São as horas em que um trem esteve numa condição de falha, porém não detectada.

[4]Contudo, se um teste subseqüente (p. ex.: teste de pós-manutenção) demonstrar que o trem não está capaz de desempenhar sua função de segurança, o tempo compreendido entre o retorno à condição normal de alinhado em "standby" e o referido teste deve ser reclassificado como horas indisponíveis).

Horas de indisponibilidade de trens não são contabilizadas, em determinadas situações, quando o sistema tem componentes reserva instalados. O item "Observações" apresenta informações adicionais sobre essas situações.

Algumas usinas têm sistemas de segurança com trens extras de forma a permitir a realização de manutenção preventiva com a usina em carga sem que se configure uma violação do critério de falha única (quando aplicado aos trens remanescentes). Isto é, um dos trens remanescentes pode falhar, mas o sistema pode ainda atender às funções de segurança requeridas pela análise de segurança das bases de projeto.

Para fins do indicador de desempenho de sistemas de segurança, usinas que têm sistemas com trens extras (trens para manutenção) como definido acima, que podem ser retirados de operação por um tempo ilimitado, devem desconsiderar as indisponibilidades, tanto planejadas como não planejadas, relativas ao conjunto desses trens. Horas não detectadas de indisponibilidade associadas com falhas envolvendo esses trens são sempre contabilizadas e relatadas, tanto faz se a falha ocorreu enquanto o trem estava em "standby" para operar ou em manutenção (Ver o parágrafo "Observações" para detalhes adicionais).

6.2.3.1 Horas Indisponíveis Planejadas

Nas horas indisponíveis planejadas estão incluídas, mas não limitadas a elas, as seguintes causas:

- Manutenção preventiva, manutenção corretiva em equipamentos não falhados ou inspeção que requeiram que um componente ou trem seja mecânica e/ou eletricamente retirado de operação.
- Alguns testes de "surveillance", a menos que o teste possa ser sobrepujado por um sinal de partida válido.[5]
- Qualquer modificação que requeira que o trem seja retirado, mecânica e/ou eletricamente, de operação.

[5]Horas indisponíveis não são contabilizadas para testes de "surveillance" durante os quais um trem pode ser alinhado à sua posição de demanda, numa questão de minutos, da Sala de Controle (ou o trem pode ser alinhado à sua posição de demanda, numa questão de minutos, por um operador, do campo, que esteja dedicado a essa tarefa, conforme o procedimento de "surveillance"). Essa abordagem é consistente com as orientações para as ações do operador descritas em qualquer parte deste documento.

- Indisponibilidade planejada de sistema de suporte ocasionando a indisponibilidade do trem (por exemplo: alimentação de AC ou DC, ar de instrumentação, água de serviço, água de refrigeração de componentes, refrigeração de ambientes).

Pessoal das usinas algumas vezes questiona o por quê que as horas indisponíveis planejadas são incluídas na definição do indicador. Eles argumentam que o indicador impõe uma penalidade em algo feito que deveria ser considerado como positivo em termos de seus resultados. A razão pela qual horas indisponíveis planejadas são levadas em conta (objeto de considerações adicionais nas "Observações") é que partes do sistema ficam indisponíveis, durante as atividades acima descritas.

Admite-se que tais atividades planejadas podem ter um efeito benéfico no todo em termos de redução de horas indisponíveis e de horas não detectadas de indisponibilidade, não planejadas (como discutido a seguir). De fato, se as atividades planejadas são bem administradas e dão resultados efetivos, as horas indisponíveis e as horas não detectadas de indisponibilidade, ambas não planejadas, são minimizadas.

Contudo, não é necessariamente desejável que horas indisponíveis planejadas sejam evitadas ou minimizadas durante períodos em que o sistema é requerido estar disponível para operar. De preferência, o objetivo deveria ser o de atingir um valor total para o indicador que, enquanto baixo, permita que as atividades planejadas de manutenção para ajudem a manter a confiabilidade e a disponibilidade dos sistemas consistentes com as análises de segurança.

6.2.3.2 Horas Indisponíveis Não Planejadas

As horas indisponíveis não planejadas incluem os seguintes casos (mas não se limitam a eles):

- Erro humano provocando indisponibilidade do trem (p. ex.: válvula ou disjuntor alinhado incorretamente; somente o tempo para restabelecer as condições normais deve ser relatado como horas indisponíveis não planejadas. O tempo decorrido entre o alinhamento incorreto e a descoberta

dessa condição deve ser contabilizado como horas não detectadas de indisponibilidade conforme tratado a seguir).

- Tempo de manutenção corretiva após a detecção de um componente falhado (O tempo entre o instante em que a falha ocorreu e a sua detecção deve ser contabilizada como horas não detectadas de indisponibilidade como tratado a seguir).

- Indisponibilidade não planejada de sistemas de suporte causando a indisponibilidade do trem (p. ex. alimentação AC ou DC, ar de instrumentação, água de serviço, água de refrigeração de componentes ou de ambientes)

Horas indisponíveis não planejadas (tais como para manutenção corretiva) não são contabilizadas para um trem nos casos em que um componente reserva instalado tenha sido colocado em operação com o objetivo de restabelecer ou manter a função de segurança do trem. Horas indisponíveis para o trem são contabilizadas se o reserva instalado ficar indisponível enquanto estiver servindo de reposição.

6.2.3.3 Horas não detectadas de indisponibilidade

O conceito de horas não detectadas de indisponibilidade é extremamente importante para a precisão do indicador de desempenho dos sistemas de segurança porque ele reflete a quantidade de horas que um trem passa numa não detectada condição de falhado. Três situações envolvendo as horas não detectadas de indisponibilidade podem ocorrer:

No primeiro caso, o tempo em que a falha ocorre e o tempo levado para descobrir esse fato são conhecidos. Exemplos desse tipo de falha inclui eventos externos ao equipamento (p. ex.: queda de raio, erros de instalação, danos causados durante atividades de teste ou de manutenção) e que causam a falha do equipamento num determinado momento conhecido. Para estes casos, horas não detectadas de indisponibilidade é o tempo decorrido entre a ocorrência da falha e o instante em que a falha foi descoberta.

No segundo caso, a falha é conhecida assim que ela ocorre. Neste caso não há horas não detectadas de indisponibilidade porque o instante em que a falha ocorreu é o mesmo em que a falha foi descoberta; nessas falhas estão incluídas:

- Falha de um componente operado continuamente, como por exemplo, o desarme de uma bomba de carregamento que é também utilizada para atender à função de um dado sistema monitorado;
- Falha de um componente enquanto em "standby" e que é anunciada na Sala de Controle, como por exemplo, a falha do circuito de controle de alimentação elétrica para um sistema monitorado.

A falha de componente enquanto em prontidão, durante um teste de "surveillance" não está necessariamente incluída neste segundo caso, a menos que seja conhecido, com um certo grau de certeza, que a falha não teria ocorrido se o teste tivesse sido realizado numa data mais cedo. Em outras palavras, zero horas não detectadas de indisponibilidade somente estão associadas com falhas de componentes em "standby" que são causadas por condições únicas ao teste em particular, durante o qual o componente falhou.

No terceiro caso, somente o instante em que a falha foi descoberta é conhecido com um certo grau de certeza. Não é correto pressupor-se que a falha tenha ocorrido no instante em que foi descoberta porque a pressuposição não leva em conta o que pode ser significante em termos de tempo indisponível antes da descoberta. As horas não detectadas de indisponibilidade para este caso deve ser estimada. A base para a técnica dessa estimativa está fundamentada na teoria da confiabilidade. A teoria estabelece que nas falhas de ocorrência randômica, dentre um grupo de componentes que são testados periodicamente, o tempo médio de ocorrência deve ser o equivalente à metade do tempo decorrido desde o último teste bem sucedido. Dessa forma, o valor utilizado para estimar as horas não detectadas de indisponibilidade, neste caso, é equivalente à metade do tempo em que o componente foi requerido estar em operação desde o seu último teste ou operação bem sucedidos.

De forma a aprimorar a precisão do relato desse importante parâmetro as usinas costumam relatar as horas não detectadas de indisponibilidade na base de um relato para cada falha. As horas não detectadas de indisponibilidade são contabilizadas como a metade do tempo em que o componente era requerido estar disponível para operar desde

o último teste ou operação conhecidos, a menos que uma justificativa específica estabeleça que a falha se enquadra no primeiro ou no segundo caso mencionados (e assim sendo, as horas não detectadas de indisponibilidade ou são conhecidas e relatadas como tal ou não são aplicáveis). O programa de dados de entrada fornece meios para ajudar a assegurar que o relato seja feito o mais preciso possível.

6.2.3.4 Horas Requeridas de um Trem

O denominador para o cálculo da indisponibilidade é o período de tempo em que o trem era requerido estar apto para desempenhar sua função de segurança. O termo "horas requeridas de um trem" pode ser a contagem real de horas baseadas no "log" da Sala de Controle ou, pode ser determinado um valor "default" conforme descrito a seguir. O valor "default" para "horas requeridas de um trem" será utilizado para calcular a indisponibilidade do trem a menos que um valor real esteja anotado, no lugar apropriado, no formulário de dados de entrada. Em circunstâncias não usuais, preferencialmente, deve ser lançado um dado real pois o valor "default" pode produzir resultados significativamente imprecisos (p. ex.: testes de subcriticalidade prolongados, com o SRR em temperatura normal, onde os trens do SAAA são requeridos estar disponíveis para operar). O valor "default" pode ser determinado, para cada sistema, como a seguir:

- Sistema de alimentação de emergência de AC -- O valor "default" é determinado pelo número de horas do período reportado, visto que, normalmente, espera-se que os geradores de emergência estejam disponíveis para operar tanto durante a operação da unidade quanto durante o seu desligamento.
- Função de resfriamento, durante o desligamento, do sistema de remoção de calor residual. O valor "default" é determinado pelo número de horas constantes do período reportado, visto que, normalmente, espera-se que os sistemas que cumprem essa função estejam disponíveis para operar tanto durante a operação da unidade quanto durante o seu desligamento.
- Sistema de Injeção de Segurança (SIS) e Sistema de Água de Alimentação Auxiliar (SAAA). O valor "default" é estimado pelo número de horas críticas

do reator, durante o período reportado, visto que esses trens são usualmente requeridos estar operativos somente enquanto o reator estiver crítico, e por curto período de tempo durante as partidas e desligamentos.

Número de trens no sistema

O número de trens em um sistema é determinado conforme tratado nos itens seguintes.

Orientações para Dividir Sistemas de Segurança em Trens

Um trem consiste de um grupo de componentes que em conjunto perfazem as funções monitoradas do sistema, como discutido no item acima. O preenchimento das bases de projeto do sistema pode requerer a operação de um ou mais trens de um sistema ao mesmo tempo.

Para sistemas de alimentação de emergência de AC o número de trens é usualmente o número de geradores de emergência instalados. O número de trens para este sistema não deve se alterar ao utilizar-se o relatório do indicador baseado em trens visto que os dados relativos aos sistemas de emergência de AC são sempre coletados ao nível de trem.

Para sistemas responsáveis pelo resfriamento de fluidos o número de trens é usualmente determinado pelo número de trocadores de calor em paralelo ou o número de bombas em paralelo, o que for menor.

Para sistemas que essencialmente bombeiam fluidos o número de trens é usualmente o equivalente ao número de bombas em paralelo ou, ao número de rotas de fluxo no sistema. De preferência, o método a ser utilizado é o de número de bombas. Para um sistema que possui uma bomba reserva instalada, contudo, o número de trens deve ser igual ao número de rotas de fluxo no sistema.

Alguns componentes em um sistema podem ser comuns a mais de um trem; nesses casos o resultado do desempenho (horas indisponíveis) de um componente comum é incluído em todos os trens afetados.

6.2.4 Fórmulas e Cálculos

- Valor de um trem, para uma usina:

Os valores de indisponibilidade, correspondentes a unidade ou a central, para cada sistema de segurança, são determinados para cada período como a seguir:

$$\text{Indisponibilidade do trem} = \frac{\Sigma(\text{horas indisponíveis (planejadas e não-planejadas), e horas não detectadas})}{\text{horas requeridas pelo trem}} \qquad (6.2.1)$$

- Valor de um sistema, para uma usina:

O valor do indicador para a unidade ou para a central é a soma das indisponibilidades dos trens de um sistema dividido pelo número de trens do sistema.

- Valor para um membro da WANO

O valor do indicador (para cada sistema) para um membro da WANO é a mediana dos valores do indicador, da usina ou da central, para um dado sistema, para as várias centrais representadas por aquele membro.

6.2.5 Critérios e esclarecimentos para a validação dos dados

As usinas nucleares novas começam a submeter seus dados de indicadores de desempenho no dia 1º de Janeiro do ano seguinte ao do início de sua operação comercial. Os dados dessas unidades, referentes a um período completo de cálculo de um indicador específico, serão incluídos no relatório de dados de todas as usinas do mundo. Unidades que estão aguardando o descomissionamento ou que não tenham estado em operação por muitos anos não terão seus dados incluídos no relatório.

Exceto onde especificamente assinalado, as seguintes observações são aplicáveis a todos os sistemas de segurança monitorados por este indicador:

Fonte de Dados

- A identificação de horas indisponíveis pode ser obtida das seguintes fontes: registros de falhas de componentes, "logs" da Sala de Controle, relatórios de eventos, licenças de trabalho da manutenção, etc. Os procedimentos de manutenção preventiva e de "surveillance" podem ser úteis para se avaliar se as atividades desenvolvidas pela utilização desses procedimentos, podem causar a indisponibilidade de componentes e para se identificar a freqüência dessas atividades de manutenção e testes.

Falhas consideradas como Exceções

- Mal funcionamento ou erros de operação que não provocaram qualquer impedimento para que um trem voltasse, em poucos minutos (a partir de um comando da Sala de Controle), à condição normal de operação, e que também não exigiram manutenção corretiva ou diagnóstico de problema significante, não são contabilizados como falhas.
- Um pequeno vazamento de óleo, água ou vapor, ocorrido num componente de um trem que não venha a impedir a operação segura do componente durante uma demanda operacional de um sistema de segurança não é contabilizado como uma falha de componente para fins de determinação de perda da função de um trem.
- A falha de um componente só é relatada como horas indisponíveis (planejadas, não-planejadas e não detectadas) se ela trouxer algum impacto na capacidade de um trem de cumprir sua função de segurança.

Componentes Instalados como Reserva

- Horas indisponíveis de um trem, para sistemas que tenham componentes instalados como reserva (p. ex. GD's 3 e 4), não são objeto de relato em determinadas situações. Um componente instalado como reserva é aquele que é utilizado como um substituto de outro equipamento de forma a permitir que este outro equipamento possa ser retirado de operação, para fins de manutenção preventiva ou corretiva, sem que ocorra uma condição limite de operação (onde aplicável) ou a violação de um critério de falha única. Para ser considerado como um "componente instalado como reserva" o componente não deve estar incluído na análise de segurança das bases de projeto do sistema, no desempenho de sua função de segurança.

- Componentes que são requeridos como de "backup" em caso de falha de equipamento, de maneira a permitir que o sistema cumpra os requisitos de redundância ou o critério de falha única (p. ex.: componentes que, automaticamente [e de maneira alternada], podem ser alinhados a diferentes trens ou unidades) não são tidos como "componentes instalados como reserva".
- Para um "componente instalado como reserva" somente são relatadas as horas indisponíveis durante as quais esse componente se torna indisponível (ocasionando a indisponibilidade do trem) enquanto servindo como substituto de um outro componente. Estando aí incluídas as horas indisponíveis, planejadas e não planejadas, assim como as horas não detectadas de indisponibilidade.
- Horas indisponíveis planejadas (p. ex. manutenção preventiva) e horas indisponíveis não planejadas (p. ex. manutenção corretiva) não são relatadas para um componente quando um "componente instalado como reserva" tiver sido colocado em serviço para desempenhar a função de segurança daquele componente.
- Horas não detectadas de indisponibilidade associadas com a falha de componentes ou com erro humano, em trens monitorados pelo indicador de desempenho, são sempre relatadas mesmo se o componente falhado seja substituído por um outro "componente instalado como reserva" enquanto ele estiver sendo reparado. Por exemplo, um gerador diesel de emergência falha em seu teste de "surveillance". As horas indisponíveis relatadas para tal falha devem incluir o período de tempo necessário para substituir o gerador falhado pelo gerador instalado como reserva (horas indisponíveis não planejadas) e mais a metade do tempo desde a última operação bem sucedida do gerador falhado (horas não detectadas de indisponibilidade)
- Componentes instalados como reserva não são considerados na determinação do número de trens.

Sistemas de Segurança com Trens Extras (redundantes)

- Algumas usinas têm sistemas de segurança com trens extras de componentes de maneira a permitir a realização de manutenção preventiva com a usina em potência sem que ocorra a violação do critério de falha única (quando aplicado aos trens remanescentes); isto é, um dos trens remanescentes pode falhar mas o

sistema pode ainda cumprir sua função de segurança conforme requerido pela análise de segurança das bases de projeto. Tais sistemas são caracterizados por um grande número de trens (geralmente um mínimo de quatro, sendo que, freqüentemente, um número maior de trens).

- Sistemas que contêm fluidos e que dispõem desses trens extras geralmente conseguem atingir os requisitos das bases de projeto com um trem em manutenção e com um outro trem falhado.
- Para a finalidade de cálculo do indicador de desempenho de sistemas de segurança, usinas que têm sistemas com trens extras (trem de manutenção) conforme acima definido, e cujos trens tenham que ser retirados de operação por tempo ilimitado, não é necessário relatar a indisponibilidade (planejada e não planejada) do trem. Horas não detectadas de indisponibilidade associadas com falhas envolvendo esses trens, são sempre contabilizadas e relatadas, não importando se a falha ocorreu enquanto o trem estava em "standby" ou em manutenção.

Os exemplos a seguir ajudam a esclarecer os requisitos dos sistemas de fluidos:

i. Um dado sistema contendo três trens de 50% (taxa de fluxo e/ou capacidade de resfriamento) pode não conseguir atingir os requisitos visto que a taxa de fluxo total de projeto pode não ficar disponível devido a um dos trens estar em manutenção e o outro estar falhado (critério de falha única).

ii. Similarmente, um sistema com quatro trens de 50% ou três trens de 100% pode satisfazer o critério, assumindo-se que a taxa de fluxo de projeto e os requisitos de resfriamento podem ser atingidos durante um acidente básico de projeto ocorrido em qualquer lugar do sistema de refrigeração do reator ou das interfaces do sistema secundário com o primário, incluindo-se aí localizações desfavoráveis de LOCAS e de rupturas de linha de água de alimentação. Com esta proposição não se pretende estabelecer um novo critério de projeto, mas sim definir o nível de redundância requerido para o sistema nos casos em que o relato de horas indisponíveis em um trem redundante é para ser evitado.

Sistemas requeridos para estar em operação todo o tempo

Horas indisponíveis para trens de sistema(s) que fornecem alimentação elétrica de emergência (AC), ou para algumas funções monitoradas (pelo indicador de desempenho) do sistema de remoção de calor individual são normalmente relatadas independentemente se a usina está em operação ou desligada. Contudo, sob certas condições, em usinas desligadas, horas indisponíveis (planejadas e não planejadas) para esses trens não precisam ser relatadas quando um trem é retirado de operação para manutenção preventiva, manutenção corretiva ou revisão geral. São as seguintes essas condições:

- Sistema de alimentação elétrica de emergência de AC. Quando uma unidade está parada, um trem de alimentação de emergência de AC pode ser retirado de operação sem implicar em horas indisponíveis, planejadas e não planejadas, desde que sejam configuradas as seguintes condições:
  - Para uma usina desligada, um gerador de emergência (GD), de cada vez, pode ser seletivamente retirado de operação sem que sejam contabilizadas as horas indisponíveis (planejadas e não planejadas) desde que, pelo menos um GD operável esteja disponível para suprir cargas de emergência.
  - GD's podem ser testados sem que haja o relato das horas indisponíveis (planejadas e não planejadas) desde que os GD's permaneçam disponíveis para utilização durante o teste (isto é, se o teste puder ser automaticamente sobrepujado por um sinal válido de partida ou puder ser rapidamente sobrepujado, em poucos minutos após o tal sinal, por um operador na Sala de Controle ou operador colocado no local para esta finalidade).

- Função de resfriamento para desligamento, do sistema de remoção de calor residual. Quando o reator está desligado, horas indisponíveis (planejadas e não planejadas) do(s) trem(s) que provêem a função de resfriamento para desligamento não precisam ser relatadas quando ocorrerem as seguintes condições:

— Com um trem do sistema normal de resfriamento para desligamento disponível, um segundo trem pode ser retirado de operação sem incorrer em horas indisponíveis (planejadas e não planejadas) contanto que um meio alternativo de remoção de calor de decaimento, em circuito fechado, esteja disponível como substituto. O meio alternativo não precisa ser relacionado à segurança, mas deve ter sido determinado como capaz de absorver as cargas de calor de decaimento do núcleo.
— Com o combustível ainda vaso do reator, quando a carga de calor de decaimento é tão baixa que não seja mais necessária a recirculação forçada para fins de resfriamento mesmo em bases intermitentes (isto é, as perdas para o ambiente são suficientes para contrabalançar as cargas de calor de decaimento do núcleo), qualquer trem que forneça resfriamento para o desligamento pode ser retirado de operação sem incorrer em horas indisponíveis (planejadas e não planejadas).
— Quando o reator está descarregado, qualquer trem que forneça resfriamento para o desligamento pode ser retirado de operação sem incorrer em horas indisponíveis (planejadas e não planejadas).

Horas não detectadas de indisponibilidade

De forma a se obterem informações suficientes para avaliar adequadamente as horas não detectadas de indisponibilidade, pelo menos dois testes ou operações com os trens monitorados do sistema devem ser executados entre as revisões ou grandes manutenções dos equipamentos. O primeiro teste deve estar associado à demonstração pós-manutenção que o sistema está disponível para operação, desde o começo do período em que o mesmo é requerido estar disponível. Pelo menos mais um teste é requerido perto do fim desse período, antes da próxima revisão ou grande manutenção, de forma a determinar se os componentes no sistema permaneceram disponíveis (i. e. não falhados) durante esse mesmo período.

Se um segundo teste não é executado, para verificar a condição de operabilidade "como encontrada" dos componentes do sistema, antes da manutenção, as horas não detectadas de indisponibilidade devem ser deixadas em branco e devidamente explicadas. Assim sendo, o cálculo do indicador será anulado.

Quando um componente falhado ou alinhado indevidamente resulta na perda da função de um trem e é assim descoberto, durante uma inspeção ou como o resultado de uma observação casual (sem que tivesse sido testado), as horas não detectadas de indisponibilidade devem ser relatadas.

Um trem não é considerado como indisponível se ele é capaz de desempenhar sua função monitorada. Por exemplo, se uma válvula, normalmente aberta, é encontrada falhada na posição aberta, e esta é a posição requerida para que o trem desempenhe sua função, o período de tempo em que a válvula estava falhada (aberta) não deve ser contabilizado como horas não detectadas de indisponibilidade. Contudo, o período de tempo para reparo dessa válvula é contabilizado como horas indisponíveis não planejadas se o reparo exigir que a válvula seja fechada ou que a linha contendo a válvula seja isolada.

O período de tempo em que um requisito de projeto ou de Especificação Técnica não é cumprido por um trem não é contabilizado como horas não detectadas de indisponibilidade se a análise de engenharia determinar que o trem, naquele período de tempo, era capaz de desempenhar sua função monitorada durante um evento operacional. Por exemplo, se um gerador de emergência falhar em atingir a velocidade e a voltagem esperada, no exato tempo requerido pelas especificações técnicas, o gerador de emergência não é considerado indisponível se um teste demonstrar que ele poderia partir, operar e gerar carga, conforme requerido numa emergência.

Quando um componente é detectado falhado ou alinhado incorretamente, ocasionando a perda da função do trem, o período de tempo desde o último teste ou operação bem sucedidos pode incluir algum período de tempo em que o sistema não era requerido para operar. Nesse caso, as horas não detectadas de indisponibilidade são estimadas como a metade do tempo em que o sistema era requerido estar disponível desde o último teste ou operação bem sucedidos. Por exemplo, se uma bomba de injeção, de uma PWR, é descoberta falhada por 24 dias após o último teste na bomba, bem sucedido, e uma parada de 10 dias (quando a operabilidade da bomba não é requerida) ocorreu entre o último teste bem sucedido e a descoberta da falha, as horas não detectadas de indisponibilidade para esta bomba são contabilizadas com a seguir:

$$1/2 \times (24 - 10) \text{ dias} \times (24 \text{ horas/dia}) = 168 \text{ horas} \qquad (2.12)$$

Quando tanto o instante em que a falha ocorreu quanto o instante em que a falha foi descoberta forem conhecidos, as horas não detectadas de indisponibilidade são calculadas como o tempo em que o sistema era requerido estar disponível para operar no período compreendido entre a falha e o instante que a falha foi descoberta.

As horas não detectadas de indisponibilidade associadas com uma falha podem abranger as horas indisponíveis correspondentes a vários períodos de relato (p. ex. vários trimestres). Neste caso, as horas não detectadas de indisponibilidade devem ser estabelecidas para os devidos períodos de relato. Por exemplo, se uma falha é descoberta no 10º dia de um trimestre e o número estimado de horas indisponíveis for de 300 horas, então 240 horas devem ser contabilizadas para o trimestre corrente e 60 horas indisponíveis devem ser contabilizadas para o trimestre anterior. Nota: nessa condição é requerida a atualização dos dados do trimestre anterior.

Indisponibilidade de Sistemas de Suporte

Se a indisponibilidade de um sistema de suporte provoca a indisponibilidade de um trem de um sistema monitorado por indicador de desempenho, então as horas de indisponibilidade do sistema de suporte são contabilizadas como horas indisponíveis (planejadas e não planejadas) do trem. São definidos como sistemas de suporte qualquer sistema requerido para manter um sistema de segurança (monitorado por indicador de desempenho) disponível para operar. Cabe ressaltar que os critérios de especificações técnicas para a determinação da operabilidade de um sistema podem não se aplicar quando da determinação da indisponibilidade do trem. Nesses casos, devem ser realizadas análises ou avaliações criteriosas, por parte da engenharia, no sentido de determinar o efeito da indisponibilidade de um sistema de suporte num dado sistema monitorado por indicador de desempenho.

Se a indisponibilidade de um único sistema de suporte provoca a indisponibilidade de um trem em mais de um dos sistemas monitorados por indicador de desempenho, as horas em que o sistema de suporte ficou indisponível são contabilizadas com base no trem afetado em cada sistema monitorado. Por exemplo, uma indisponibilidade de 3 horas de um trem, num sistema de água de serviço, provoca

também a indisponibilidade de equipamentos a ele associados tais como GD, trocador de calor do sistema de resfriamento de componentes e sistema de água gelada.

Se um sistema de suporte é dedicado a um sistema monitorado e fica normalmente em "standby" ele deve ser incluído como parte do escopo do sistema monitorado. Neste caso, horas não detectadas de indisponibilidade, causadas por uma falha do sistema de suporte quando em "standby", resultando na perda da função do trem monitorado, deve ser relatada por causa do efeito na função monitorada. Contrastando com esse fato, falhas dos sistemas de suporte de operação contínua não contribuem para a contabilização de horas não detectadas nos sistemas monitorados em que eles dão suporte.

Horas indisponíveis são também relatadas devido a indisponibilidade dos sistemas de suporte que mantêm as condições ambientes requeridas nos locais onde estão instalados componentes dos sistemas de segurança monitorados, nos casos em que a inexistência dessas condições é determinante para tornar indisponível para operação a função monitorada de um trem num período em que essa função era requerida estar disponível.

Em alguns casos, a indisponibilidade de um sistema monitorado, causada pela indisponibilidade de um sistema de suporte utilizado para refrigeração, não necessita ser relatada quando a água para a refrigeração pode ser suprida de uma outra fonte substituta. É a seguinte a limitação dessa outra fonte substituta de água para refrigeração:

- Para geradores de emergência -- água de refrigeração suprida por uma bomba alimentada eletricamente por uma outra fonte de energia classe 1E (grau de segurança) pode ter uma fonte substituta desde que uma bomba esteja disponível a qual deverá manter os requisitos de redundância elétrica de tal forma que uma "falha única" não possa causar a perda de ambos os geradores de emergência. No caso de Angra 1 o sistema de água de serviço dá suporte de resfriamento aos componentes dos GD's; se uma das bombas do alinhamento normal, ou seja, bomba 1A ou bomba 1B, vier a falhar, a alternativa seria a de colocar a bomba 1C alimentada pela mesma fonte da bomba que falhou (isto é, falhando a bomba 1A colocar a bomba 1C alimentada pela barra 1A3 ou, falhando a bomba 1B, colocar a bomba 1C alimentada pela barra 1A4).

- Alimentação elétrica de emergência de AC não é considerado como um sistema de suporte. A indisponibilidade de um trem devido a perda de alimentação de AC é contabilizada quando ambos os suprimento normal de energia elétrica de AC e o suprimento de energia elétrica de emergência não estiverem disponíveis.

Notas Adicionais para Geradores de Emergência (GD)

Horas não detectadas de indisponibilidade não devem ser contabilizadas para falhas de um GD, ao partir ou ao suprir cargas, se a falha pode ser atribuída, com toda a segurança, às causas listadas no capítulo "Falhas consideradas como Exceções", anteriormente descrito, ou às seguintes condições:

- Ocorrência de um sinal espúrio de "trip" do GD que possa ser automaticamente "bypasseado" quando o GD é partido por um sinal de emergência (isto é, um "trip" por alta temperatura da água de resfriamento que erroneamente causou o "trip" de um GD (durante um teste), embora a temperatura da água de resfriamento estivesse normal).
- Mau funcionamento de equipamento que não é requerido operar durante a perda de alimentação externa (isto é, circuito elétrico utilizado para sincronizar o GD com as fontes externas de alimentação, mas não requerido quando a alimentação externa é perdida).
- Uma falha ao partir devido ao fato de que uma parte redundante do sistema de partida foi intencionalmente desabilitada para fins de teste, seguida de uma partida bem sucedida com o sistema de partida no seu alinhamento normal.

Ao se determinarem as horas não detectadas de indisponibilidade devido à falha de um GD, ao suprir carga após uma partida bem sucedida, a última operação ou teste bem sucedidos deve ser a operação (suprimento de carga) bem sucedida imediatamente anterior (e não exatamente uma partida bem sucedida). Para ser considerada como uma operação em carga, ou teste, com sucesso, uma operação em carga de um GD deve ser seguida a uma partida bem sucedida e deve satisfazer a um dos seguintes critérios:

- Uma operação em carga de qualquer duração, resultado de um sinal real de partida (real porque não é de teste), manual ou automático;
- Um teste em carga que, de forma bem sucedida, atendeu às especificações de testes da usina em termos de carga e de duração;
- Outro tipo de operação (p. ex.: testes especiais) durante o qual o gerador de emergência tenha operado por pelo menos 1 hora a pelo menos 50 % da carga de projeto.

6.2.6 Cálculos dos Indicadores dos Sistemas de Injeção de Segurança (baseado nos trens)

6.2.6.1 Sistema de Alimentação de Emergência AC

Descrição/Escopo

Este item provê orientação adicional para o relato do desempenho do sistema de alimentação de emergência de AC. O sistema de alimentação de emergência de AC consiste basicamente de dois ou mais geradores de emergência independentes que fornecem alimentação elétrica de AC para os barramentos classe 1E após a perda de alimentação externa.

A função que é monitorada pelo indicador de desempenho deste sistema é a seguinte:

- ⇨ A capacidade do gerador de emergência fornecer alimentação elétrica de AC para os barramentos classe 1E em função de uma perda de alimentação externa.

A maioria dos trens de geradores de emergência (geradores a diesel) conta com subsistemas dedicados tais como: ar de partida, óleo lubrificante, óleo combustível, água de refrigeração, etc. Nos sistemas de suporte podem estar incluídos: sistema de água de serviço, alimentação elétrica de DC e refrigeração de ambiente. Geralmente, horas indisponíveis são contabilizadas se uma falha ou indisponibilidade de um subsistema ou sistema de suporte dedicado impede o gerador de emergência de desempenhar sua função. Alguns exemplos são apresentados no capítulo “Observações” deste documento.

O disjuntor que conecta um gerador de emergência aos barramentos classe 1E, que são normalmente servidos pelo gerador de emergência, são considerados como parte do trem do gerador de emergência.

Geradores de emergência que não são "grau de segurança" ou que somente têm função de "backup" não são requeridos fazer parte do relato de desempenho.

Determinação dos Trens

O número de trens do sistema de alimentação elétrica de emergência de AC é igual ao número de geradores de emergência que estão instalados na unidade para suprir cargas, no caso de perda de alimentação externa, de forma a permitir o desligamento seguro da unidade.

Descrição/Escopo

Este item provê orientação adicional para o relato do desempenho do Sistema de Injeção de Segurança de alta pressão (SIS) de uma PWR. Este sistema é utilizado primordialmente para manter o inventário do refrigerante do reator em alta pressão após uma perda deste refrigerante. A atuação do SIS após uma "pequena quebra" (LOCA) consiste do suprimento inicial de água que é transferida do tanque de estocagem de água de recarregamento (TAR) para a "perna fria" do sistema de refrigeração do reator. Uma vez que o inventário do TAR tenha se esgotado, é requerido haver recirculação da água do poço da contenção. Os componentes existentes nas rotas de fluxo de cada uma dessas fontes de água, que vai para a tubulação do sistema de refrigeração do reator, estão incluídos no escopo do SIS. (Visto que o sistema de remoção de calor residual (SRCR) faz parte do sistema de refrigeração de emergência do núcleo (SREN), a(s) válvula(s) de isolamento entre o SRCR e a bomba de sucção do SIS é(são) limite entre estes dois sistemas.

Há diferenças de projeto dentre os sistemas de injeção de segurança que afetam o escopo de componentes que neles são incluídos para que o sistema possa cumprir suas funções. Para a finalidade do programa do indicador de desempenho de sistemas de segurança, e onde aplicável, em sistemas de injeção de segurança estão incluídas

bombas de alta pressão (bombas centrífugas de carregamento/bombas de injeção de segurança de alta pressão) com pressão de descarga de 2200 a 2500 psig e bombas de pressão intermediária (bombas de injeção de segurança de pressão intermediária) com pressão de descarga de 1200 a 1700 psig, juntamente com componentes da tubulação (na sucção e na descarga) conectada com as pernas fria e quente do sistema de refrigeração do reator.

A função que é monitorada pelo indicador de desempenho do SIS é a seguinte:

- ⇨ A capacidade que um trem do SIS tem de succionar de uma fonte de água primária (normalmente um tanque de água borada) ou do poço da contenção e de injetar no sistema de refrigeração do reator, com determinada taxa de pressão e de fluxo.

Determinação dos Trens

Em geral, o número de trens de um SIS é definido pelo número de rotas de injeção de alta pressão que tornam capaz a injeção nas pernas fria e/ou quente, conforme aplicável. Tal condição é necessária para atender, de forma integral, à redundância do sistema.

<u>Observações</u>

- Muitas usinas têm bombas de carregamento que não são relacionadas à segurança, que fornecem um baixo volume de fluxo e que não partem automaticamente ao receber um sinal de injeção de segurança. Tais bombas não devem ser incluídas no escopo do SIS para o programa do indicador de desempenho de sistemas de segurança.
- Alguns componentes de SIS podem ser incluídos no escopo de mais de um trem. Por exemplo, linhas de injeção em pernas frias podem ser alimentadas de um coletor de sucção comum que é suprido por ambos trens do SIS. Nesses casos, os efeitos resultados de testes ou de falhas de componentes, numa linha de injeção, devem ser relatados em ambos os trens.

Em muitas usinas, a recirculação de água do poço da contenção requer que a bomba de injeção de segurança de alta pressão faça a sucção através das bombas de injeção de baixa pressão/remoção de calor residual. Para estas usinas, a válvula de isolamento do coletor de descarga das bombas de injeção de baixa pressão/remoção de calor residual, isolamento este para a sucção da bomba de alta pressão do SIS, está incluída no escopo do SIS.

6.2.6.2 Sistema de Injeção de Segurança de alta pressão (SIS)

Descrição/Escopo

Este item provê orientação adicional para o relato do desempenho do Sistema de Injeção de Segurança de alta pressão (SIS) de uma PWR. Este sistema é utilizado primordialmente para manter o inventário do refrigerante do reator em alta pressão após uma perda deste refrigerante. A atuação do SIS após uma "pequena quebra" (LOCA) consiste do suprimento inicial de água que é transferida do tanque de estocagem de água de recarregamento (TAR) para a "perna fria" do sistema de refrigeração do reator. Uma vez que o inventário do TAR tenha se esgotado, é requerido haver recirculação da água do poço da contenção. Os componentes existentes nas rotas de fluxo de cada uma dessas fontes de água, que vai para a tubulação do sistema de refrigeração do reator, estão incluídos no escopo do SIS. (Visto que o sistema de remoção de calor residual (SRCR) faz parte do sistema de refrigeração de emergência do núcleo (SREN), a(s) válvula(s) de isolamento entre o SRCR e a bomba de sucção do SIS é(são) limite entre estes dois sistemas.

Há diferenças de projeto dentre os sistemas de injeção de segurança que afetam o escopo de componentes que neles são incluídos para que o sistema possa cumprir suas funções. Para a finalidade do programa do indicador de desempenho de sistemas de segurança, e onde aplicável, em sistemas de injeção de segurança estão incluídas bombas de alta pressão (bombas centrífugas de carregamento/bombas de injeção de segurança de alta pressão) com pressão de descarga de 2200 a 2500 psig e bombas de pressão intermediária (bombas de injeção de segurança de pressão intermediária) com pressão de descarga de 1200 a 1700 psig, juntamente com componentes da tubulação

(na sucção e na descarga) conectada com as pernas fria e quente do sistema de refrigeração do reator.

A função que é monitorada pelo indicador de desempenho do SIS é a seguinte:

⇨ A capacidade que um trem do SIS tem de succionar de uma fonte de água primária (normalmente um tanque de água borada) ou do poço da contenção e de injetar no sistema de refrigeração do reator, com determinada taxa de pressão e de fluxo.

Determinação dos Trens

Em geral, o número de trens de um SIS é definido pelo número de rotas de injeção de alta pressão que tornam capaz a injeção nas pernas fria e/ou quente, conforme aplicável. Tal condição é necessária para atender, de forma integral, à redundância do sistema.

Observações

- Muitas usinas têm bombas de carregamento que não são relacionadas à segurança, que fornecem um baixo volume de fluxo e que não partem automaticamente ao receber um sinal de injeção de segurança. Tais bombas não devem ser incluídas no escopo do SIS para o programa do indicador de desempenho de sistemas de segurança.
- Alguns componentes de SIS podem ser incluídos no escopo de mais de um trem. Por exemplo, linhas de injeção em pernas frias podem ser alimentadas de um coletor de sucção comum que é suprido por ambos trens do SIS. Nesses casos, os efeitos resultados de testes ou de falhas de componentes, numa linha de injeção, devem ser relatados em ambos os trens.

Em muitas usinas, a recirculação de água do poço da contenção requer que a bomba de injeção de segurança de alta pressão faça a sucção através das bombas de injeção de baixa pressão/remoção de calor residual. Para estas usinas, a válvula de isolamento do coletor de descarga das bombas de injeção de baixa pressão/remoção de calor residual, isolamento este para a sucção da bomba de alta pressão do SIS, está incluída no escopo do SIS.

6.2.6.2 Sistema de Água de Alimentação Auxiliar (SAAA)

Descrição/Escopo

Este item provê orientação adicional para o relato do desempenho do Sistema de Água de Alimentação Auxiliar (SAAA) de uma PWR. O SAAA provê a remoção do calor de decaimento através do gerador de vapor de forma a refrigerar e despressurizar o sistema de refrigeração do reator. O SIS é requerido operar por um extenso período de tempo durante o qual o suprimento inicial de água proveniente do tanque de água de alimentação auxiliar é esgotado sendo então requerido uma outra fonte de água alternativa (p. ex.: do sistema de água de serviço). Assim sendo, os componentes nas rotas de fluxo da fonte mencionada são incluídos, contudo, a fonte alternativa (p. ex.: sistema de água de serviço) não é incluída.

A função que é monitorada pelo indicador de desempenho deste sistema é a seguinte:

- ⇨ A capacidade que o SAAA tem de succionar água da fonte primária (normalmente o tanque de água de alimentação auxiliar) ou de uma outra fonte de emergência (água de incêndio) e de injetar, pelo menos, em um dos geradores de vapor com determinada taxa de pressão e de fluxo.

Angra 2 possui duas bombas de alimentação para a partida e parada (LAI), que são partidas automaticamente. As bombas de alimentação de partida e parada, succionam do tanque de alimentação (LAA), e não estão incluídas neste indicador.

Determinação dos Trens

O número de trens é determinado basicamente pelo número de bombas em paralelo no SAAA e não pelo número de linhas de injeção. Por exemplo, um sistema com três bombas de água de alimentação auxiliar é definido como um sistema de três trens, tanto faz se o sistema alimenta duas, três ou quatro linhas de injeção, sendo desconsiderado também, a capacidade de fluxo das bombas.

Por exemplo: A usina Angra 1 possui três bombas, dois geradores de vapor e rotas de fluxo redundantes para os geradores de vapor. Este é tipicamente um sistema

de três trens. O trem correspondente à bomba turbinada não compartilha as válvulas de isolamento motorizadas e controladoras com os trens das bombas motorizadas.

Observações

Alguns componentes do SAAA podem ser incluídos no escopo de mais de um trem. Por exemplo, um conjunto de válvulas reguladoras e de válvulas de isolamento num sistema de três bombas e dois geradores de vapor é incluído no trem da bomba motorizada e com o qual elas (as válvulas) estão eletricamente associadas, mas, elas estão também incluídas (juntamente com o conjunto de válvulas redundantes) no trem da bomba turbinada. Nesses casos, o efeito de testes ou de falhas das válvulas devem relatados em ambos trens afetados.

7.0 Dose Coletiva

7.1 Objetivo

O objetivo do indicador "Dose Coletiva" é o de monitorar os esforços no sentido de minimizar a exposição à radiação total, em cada instalação e na indústria nuclear como um todo. Este parâmetro representa a medida da efetividade dos programas de proteção radiológica em minimizar a exposição à radiação aos trabalhadores dessas instalações.

7.2 Definições

Dose Coletiva, para fins desse indicador, é a exposição total de corpo inteiro, externa e interna, determinada por dosímetros oficiais (filme dosimétrico) e cálculos de exposição externa. Deve ser relatada a exposição total medida, relativa ao pessoal efetivo da Usina, contratados e também pessoas em visita oficial no canteiro ou na Usina.

Visitantes, para fins desse indicador, são somente aqueles visitantes sujeitos à monitoração, que estão em visita oficial no canteiro ou na Usina.

7.3 Elementos Constituintes dos Dados

O valor do indicador tem por base dados obtidos trimestralmente[6]. Se as informações dos filmes dosimétricos não estiverem disponíveis para um determinado trimestre em curso, os dados a serem incluidos devem ser aqueles obtidos de DTL's. Se os dados dos filmes dosimétricos ficarem disponíveis tempos após, deve ser realizada uma revisão nos dados. São requeridos os seguintes dados para se determinar o valor deste indicador, para cada unidade:

- Dose coletiva, em homem-Sievert, externa, para o trimestre corrente.

[6] Alguns membros relatam mensalmente os dados da exposição. Tais membros devem substituir os termos "mês" ou "mensal" por "trimestre" ou "trimestral" por toda esta seção.

- Dose coletiva, em homem-Sievert, interna, proveniente de material radioativo incorporado, para qualquer nuclídeo resultante de alguma atividade (laboração) da Usina, para o trimestre corrente.

As usinas que assim desejarem podem relatar um valor único de exposição total combinando ambas as exposições, externa e interna, recebida por pessoal da Usina, em termos de exposição de corpo inteiro. Neste caso, a dose interna deve ser relatada como zero.

7.4 Fórmulas e Cálculo

Os valores do indicador, para Usinas e para a média mundial, são determinados como a seguir:

- Valor anual (um ano) para a unidade = exposição total coletiva à radiação, de corpo inteiro, da unidade, durante o ano (externa mais a interna)

Os resultados correspondentes a um ano são utilizados nos relatórios da WANO para fins de levantamento de tendências. Para permitir uma comparação mais significativa do desempenho da unidade, a exposição coletiva à radiação é também apresentada por um período de três anos de forma a minimizar o impacto das variações anuais devido às Paradas para recarregamento e manutenções programadas. Os valores da unidade, para o período de três anos, são determinados como a seguir:

- Valor da unidade para os três anos = valores anuais da unidade calculados com base nos dados de três anos.
- Valor para a média mundial = mediana dos valores da unidade, para três anos, para cada tipo de reator.

No item seguinte está apresentado um exemplo de dados coletados para este indicador de desempenho assim como uma amostra dos cálculos.

7.5 Critérios e esclarecimentos para a validação dos dados

Os dados provenientes das novas usinas, que são incluídos no cálculo dos valores para a média mundial, são aqueles obtidos a partir de 1º de Janeiro do primeiro ano completo, seguinte ao do início de sua operação comercial.

Exposição Coletiva à Radiação (externa mais interna) deve ser acompanhada com base nos valores de cada Usina individualmente. Nas Centrais Nucleares que têm múltiplas unidades e que não acompanham a exposição coletiva à radiação separadamente para cada unidade, os valores das unidades podem ser estimados dividindo-se os dados da Central pelo número de unidades da Central que estão em operação.

Toda a exposição individual deve ser relatada da forma a mais precisa possível, preferencialmente com uma precisão de 0,00001 Sievert (um milirem). A conversão de "Sievert (Sv)" para "rem" é: 1 Sievert = 100 rem.

7.6 Cálculo do indicador de dose coletiva

Os exemplos a seguir servem para ilustrar os métodos utilizados na determinação do valor da "exposição coletiva à radiação" para uma Central Nuclear típica de duas unidades que não faz o acompanhamento desse indicador separadamente para cada unidade.

Dados da "Exposição Coletiva à Radiação" referentes ao trimestre anterior[#]:

Exposição Coletiva à Radiação para o 1º trimestre (dados dos DTL's)	0,85022 homem-Sievert
Exposição Coletiva à Radiação para o 2º trimestre (dados dos DTL's)	0,53120 homem-Sievert
Exposição Coletiva à Radiação para o 3º trimestre (dados dos DTL's)	0,65920 homem-Sievert

#Dados de membros que relatam o indicador numa base mensal são somados trimestralmente de forma a produzir resultados trimestrais

Dados da "Exposição Coletiva à Radiação" referentes ao quarto trimestre:

Nota: Dados da "Exposição Coletiva à Radiação" referentes ao quarto trimestre têm por base uma combinação de leituras de dosímetros DTL e de leitura direta tendo em vista que os resultados provenientes dos dosímetros DTL, para uma parte do trimestre, ainda não estão disponíveis. Os dados que tem por base leituras de dosímetros de leitura direta devem ser substituídos pelos resultados da leitura de DTL's quando estes estiverem disponíveis.

Tabela 7.1 – Dados da "Exposição Coletiva à Radiação".

Empregados da Usina	0,42150 homem-Sievert
Empregados da Empresa, que não são da Usina	0,02653 homem-Sievert
Contratados	0,17315 homem-Sievert
Visitantes**	0,00450 homem-Sievert
Total para o quarto trimestre	0,62568 homem-Sievert

**Os dados de visitantes são aqueles obtidos de dosímetros de leitura direta visto que dosímetros do tipo DTL não são normalmente distribuídos para visitantes .

Tabela 7.2 – Valor da Exposição Coletiva à Radiação para o Ano:

Total do 1º trimestre	0,85022 homem-Sievert
Total do 2º trimestre	0,53120 homem-Sievert
Total do 3º trimestre	0,65920 homem-Sievert
Total do 4º trimestre	0,62568 homem-Sievert
Total da Central Nuclear	2,66630 homem-Sievert

Valor por unidade (igual a metade do valor da Central) = 1,33315 homem-Sievert

Valor da Exposição Coletiva à Radiação para um período de 3 anos:

Este valor é contabilizado somando-se os valores do indicador relatados trimestralmente, relativos a um período de três anos, multiplicando-se o valor encontrado por 4 (trimestres por ano) e dividindo-se esse total pelo número de trimestres para os quais os dados foram realmente relatados.

Então, se os dados relatados foram referentes a 11 trimestres e, o total dessa exposição foi de 5,32 homem-Sievert, o valor de três anos deve ser contabilizado como a seguir:

$$[(5{,}32 \text{ homem-Sievert}) \times 4]/11 = 1{,}93455 \text{ homem-Sievert} \qquad (7.1)$$

8.0 Taxa de Acidentes de Segurança Industrial

8.1 Objetivo

O objetivo do indicador da Taxa de Acidentes de Segurança Industrial é monitorar o progresso nas melhorias do desempenho da Segurança Industrial para o pessoal da empresa prestando serviço permanentemente nas usinas. Taxa de Acidentes de Segurança Industrial foi escolhida como o indicador de segurança pessoal dentre outros indicadores, tais como taxa de danos ou taxa de gravidade, porque o critério é claramente definido, as usinas normalmente levantam estes dados, e os dados são menos subjetivos.

8.2 Definição

Este indicador é definido como o número de acidentes para todo o pessoal da empresa prestando serviço permanentemente nas usinas, que resulte em um ou mais dias de afastamento do trabalho (excluindo o dia do acidente) ou um ou mais dias de restrição para o trabalho (excluindo o dia do acidente), ou morte, por 200000 ou por 1000000 de horas - homem trabalhadas (hht). A escolha de 200000 ou 1000000 hht para o indicador será feita pelo país que esteja levantando os dados, sendo que os dados internacionais serão apresentados usando-se ambas as escalas. O pessoal de empresas contratadas não é incluído para este indicador.

8.3 Elementos Constituintes dos Dados

Os seguintes dados são requeridos para determinar o valor de cada usina para este indicador:

- O número de acidentes com perda de tempo que envolva dias de afastamento do trabalho para o pessoal da empresa prestando serviço permanentemente na usina
- O número de acidentes com restrição para o trabalho que envolva dias de restrição ao trabalho para o pessoal da empresa prestando serviço permanentemente na usina (Algumas usinas não usam este tipo de categoria de

trabalho. Neste caso, o número que representa o total de acidentes com restrição ao trabalho deverá ser relatado como zero).

- O número de mortes relacionadas com o trabalho para o pessoal da empresa prestando serviço permanentemente nas usinas
- O número de hht do pessoal da empresa prestando serviço permanentemente nas usinas.

8.4 Formulas e Cálculo

Os valores de cada usina e das demais usinas mundo afora, para este indicador, são determinados da seguinte maneira:

$$\text{Valor para cada usina} = \frac{(\text{nº acid's c/ perda de tempo + acid's c/ restrição p/ o trabalho + mortes}) \times H^{**}}{(\text{número de hht da usina})} \quad (8.1)$$

onde H = 200000 hht ou 1000000 hht, como apropriado ao país coletor dos dados

$$\text{Valor para a indústria} = \frac{(\text{soma nº acid's c/ perda tempo de todas as usinas + acid's c/ restrição p/ o trabalho + mortes}) \times H}{(\text{soma das hht de todas as usinas})} \quad (8.2)$$

Para este indicador são usados valores relativos a usinas, mais do que para unidades (nota da tradução: algumas usinas têm mais de uma unidade, ou reator, juntas no mesmo prédio), porque os dados de acidentes não são normalmente registrados separadamente para cada unidade. Entretanto, considerando que os valores das usinas são estabelecidos pelo número de hht, as comparações entre usinas com um único reator ou múltiplos reatores são válidas.

Um exemplo de dados coletados para este indicador de desempenho e uma amostra do cálculo é apresentado no item seguinte.

8.5 Critérios e Esclarecimentos para Validação dos Dados

Dados de novas unidades são incluídos no cálculo de valores da indústria a partir de 1º de janeiro do primeiro ano seguinte à operação comercial.

Para ser contabilizado, um acidente deve resultar em um ou mais dias de afastamento do trabalho, um ou mais dias de restrição para o trabalho, ou ambos (excluindo o dia do acidente), ou resultar em morte.

Atividades com restrição para o trabalho incluem: trabalhar em outra função de forma temporária; trabalhar na mesma função com limitação de tempo (nota da tradução: não trabalhar os dois turnos completos, por exemplo); ou trabalhar na mesma função mas sem capacidade para desempenhar todas as tarefas referentes àquela função, por causa dos danos físicos.

Um único acidente só deverá ser relatado na mais séria das três categorias, sendo morte a mais séria, acidente com perda de tempo a seguinte mais séria, e acidente com restrição para o trabalho a menos séria. Então, um acidente que resulte tanto em perda de tempo como em restrição para o trabalho será relatado durante o trimestre que ocorreu como um acidente com perda de tempo.

Qualquer acidente que resulte em morte relacionada com o trabalho deverá ser incluído como parte do indicador. Embora não considerados acidentes com perda de tempo, estes representam os mais sérios acidentes e são de muita importância para ajudar na determinação do desempenho da segurança industrial da usina.

O pessoal da empresa prestando serviço permanentemente nas usinas inclui todos da empresa, independentemente para quem eles respondam. Por exemplo, um engenheiro de projetos que responda para um gerente no escritório central, mas está permanentemente prestando serviço na usina, deve ser incluído na estatística da taxa de acidentes. Por outro lado, um eletricista da empresa que normalmente não trabalha na usina, mas está temporariamente prestando serviço para a gerência de manutenção da usina numa parada de recarregamento, não deve ser incluído na estatística da taxa de acidente. Qualquer prestação de serviço por período inferior a um ano na usina é considerado temporário.

O objetivo deste indicador é que ele se aplique a acidentes e danos físicos ocorridos durante o trabalho por pessoal da empresa que presta serviço permanentemente na usina. Acidentes que ocorram fora do local de trabalho são

considerados como relacionados ao trabalho se o trabalhador estiver envolvido em uma atividade de trabalho, ou se eles ocorrerem no ambiente de trabalho. Viagens a serviço da empresa deverão, portanto, ser consideradas atividades relacionadas com o trabalho. Viagens de, e para o trabalho, de rotina, não são consideradas atividades relacionadas ao trabalho. Uma exceção é necessária, entretanto, para estabelecer bases equivalentes de comparação em caso de acidentes fatais de empregado, de acidentes com perda de tempo ou com restrição para os trabalhos ocorridos em usinas que cedem residências e outros serviços comunitários, fora do horário de trabalho, para os empregados e seus familiares. Como a maioria das usinas não tem estas instalações, acidentes ou danos ocorridos na manutenção ou operação destas instalações por empregados permanentes da empresa não são incluídos no escopo deste indicador. Portanto, as hht trabalhadas nestas instalações deverão também ser excluídas dos dados do indicar a ser reportado à WANO.

Para usinas com unidades licenciadas e unidades em construção, acidentes com tempo perdido e hht associadas à unidade em construção não são consideradas.

Os fatores de normalização 200000 ou 1000000 hht são usados para este indicador porque muitos países já coletam e apresentam taxas de acidentes com perda de tempo usando um destes fatores.

8.6 Cálculo do Indicador da Taxa de Acidentes de Segurança Industrial

O exemplo a seguir é apresentado para ilustrar métodos usados para determinar o valor da taxa de acidentes de segurança industrial para uma usina com duas unidades

Acidentes e Fatalidades Durante o Trimestre Corrente:

1 Um operador da usina se acidentou enquanto abria uma grande válvula manual. O operador ficou afastado do trabalho por três dias para se recuperar dos danos físicos. (Conta como acidente com perda de tempo para este indicador.).

8. Um mecânico da usina se acidentou com danos físicos quando tropeçou e caiu enquanto caminhava entre a usina e o almoxarifado. O mecânico deixou o trabalho, mas retornou no dia seguinte. Devido a este acidente, o mecânico não

pode desempenhar suas tarefas normais e ficou temporariamente prestando serviços na área da oficina. (Conta como acidente com restrição para o trabalho para este indicador.).

3 Um empregado da empresa que não presta serviço permanentemente na usina se acidentou com danos físicos enquanto visitava a planta. Os danos físicos obrigaram o empregado a ficar dois dias afastados do trabalho. (Não conta como acidente com perda de tempo para este indicador, pois o empregado não está permanentemente prestando serviço para a usina.).

4 Um empregado da empresa que prestava serviço permanentemente para a usina sofreu um ataque cardíaco e faleceu enquanto trabalhava. (Não conta como acidente fatal para este indicador, pois o óbito não estava relacionado com o trabalho).

5 Um empregado da empresa que prestava serviço permanentemente para a usina caiu quando subia uma escada e faleceu instantaneamente. (Conta como acidente fatal para este indicador.).

Tabela 8.1 – Hht durante um trimestre

hht pelo pessoal da empresa que presta serviço permanentemente para a usina	432175
hht pelo pessoal da empresa que não presta serviço permanentemente para a usina	1250*
hht pelo pessoal que não é da empresa mas que presta serviço permanentemente para a usina	75350*

*Não são computadas porque somente são incluídas para este indicador as hht pelo pessoal da empresa que presta serviço permanentemente para a usina

<u>Dados da Taxa de Acidentes para um ano:</u>

Tabela 8.2 – Acidentes

	Perda de Tempo	Restrição para o Trabalho	Fatal	HHT
Três trimestres anteriores	0	0	0	1296334
Trimestre corrente	1	1	1	432175
Total para o ano	1	1	1	1728509

Taxa de Acidentes para o ano:

$$\text{Valor p/ a usina} = \frac{(\text{n}^{\text{o}}\ \text{acid's c/ perda de tempo + acid's c/ restrição p/ trabalho + mortes}) \times 200000}{(\text{número de hht da usina})} \quad (8.3)$$

** Qualquer um, 200000 hht ou 1000000 hht, será usado nesta equação, dependendo do país que esteja coletando os dados

$$\text{Valor para a usina} = \frac{(1 + 1 + 1) \times 200000}{1728509} \quad (8.4)$$

Valor para a usina = 0,35

Apêndice B

Folha de Avaliação do Nível de Risco

FOLHA DE VERIFICAÇÃO DE NÍVEL DE RISCO

FUNÇÕES RELEVANTES DE SEGURANÇA NA PARADA SIM=1, NÃO=0, OPÇÕES=(0, 1, 2)	PONTOS	NÍVEL DE RISCO
CAPACIDADE DE REMOÇÃO DE CALOR RESIDUAL NO REATOR		0-1= I vermelho
1. Nº de Trens do RCR operáveis. (0, 1, 2)	NA	2-3= II laranja
2a.SRR Íntegro + 1Bb.Centrífuga de Carregamento+1 Linha de Carregamento+Linha Saída de Excesso + Trocador Calor de Excesso e/ou Retorno de Selagem+1 Linha Dreno SRR + Linha Sucção Bbs Carregamento vinda do TAR+1Bb. e Trocador de Calor do TDRR (com caminho para a sucção das Bbs de Carregamento) - Operáveis + Nível do TAR em, pelo menos, 10% . (OBS: A Saída de Excesso inoperável com a linha de drenagem do SRR operável mantém satisfatório este caminho de remoção de calor de decaimento)		4= III amarela 5= IV verde
2b. 1Bb. SIS (com capacidade succionar do TAR e de injetar no SRR (PQs e Vaso do Rx) + Linhas de recirculação das Bbs do SIS + 1 Bb. e Trocador de Calor do TDRR (com caminho para a sucção das Bbs do SIS) + 1 Linha de Drenagem do SRR - Operáveis + Nível do TAR em pelo menos 10%.		
GVs S/Tampas-Duas Bbs do RCR operáveis, 2a e 2b sim=2. 1 Bb do RCR operável, 2a ou 2b sim=1 (0 ,1, 2)	NA	
GVs C/Tampas +2 RCRs + 2 ISs + 2 CHPs + Caminho Inje. SRR + Manway PZR fora + Sist Comple. SRR (2)	NA	
GVs C/Tampas +1 RCR + 1 ou 2 IS + 1 ou 2 CHP+ Caminho de Inje. SRR + Manway PZR fora + Sist. Comple. SRR. (1)	NA	
GV's C/Tampas + 1 ou 2 RCR + 0 IS ou 0 CHIP (0)		
3. O núcleo do Rx está totalmente descarregado. Sim= 5	NA	
4. Nº de GVs (c/nível > 12% Fxa Est.+ caminho para Fluxo de Vapor disp. + Água Alim. disp. + Tubos Gv cheios) + SRR Intacto + Nv PZR > 5%. (Se houver tampa Instalada em GV este item fica com 0 pontos) (0, 1, 2)	NA	
5. Nível da Cavidade de Recarregamento $\geq$ 17, 39 m + Internos superiores removidos do Rx .	NA	
6. Sistema de Refrigeração da PCU operável + Nível da cavidade $\geq$ 17,39m + Internos Superiores Removidos do Vaso do Rx + Comporta da PCU aberta + Válvula de Isolamento do Tubo de Transferência Aberta +1 Linha de Drenagem do SRR +1 Bomba e Trocador de Calor do TDRR + Bomba de Purificação do TAR + Caminho de descarga da Bb. da PCU/Purificação do TAR para a Cavidade de Recarregamento - Operáveis.	NA	
7. Uma Linha de drenagem do SRR + 1 Bb e Trocador de Calor do TDRR (com caminho para a sucção das bombas do SIS)+ 1 Bb do SIS (com capacidade de injeção nas Pernas Quentes e de recirculação para o TAR) - Operáveis + Nível do TAR em, pelo menos, 10%.	NA	
8a. Cabeça do Vaso do Rx removida + Nível da Cavidade de Recarregamento > 11,00m + 1 Bb de Carregamento Centrífuga+ 1 linha de Carregamento + Linha de Dreno da Cavidade de Recarregamento + Bb e Trocador de Calor do TDRR (suprindo a sucção das Bbs de Carregamento)+ Sucção das Bbs de Carregamento do TAR operáveis + Nível do TAR $\geq$10%.		
8b. Cabeça do Vaso do Rx removida + Nível da Cavidade de Recarregamento > 11,00m + 1 Bb do SIS (com capacidade de injeção no Vaso do Rx) + Linha de Dreno da Cavidade de Recarregamento + Bb e Trocador de Calor do TDRR (suprindo a sucção das Bbs do SIS) + Linhas de Recirculação das Bbs do SIS – Operáveis + Nível do TAR em, pelo menos, 10%. 8a e/ou 8b sim = 1	NA	
TOTAL Procedimento Contingengial ( ) Requerido (x) Não Requerido	NA	VERDE

FUNÇÕES RELEVANTES DE SEGURANÇA NA PARADA SIM=1, NÃO=0, OPÇÕES=(0, 1, 2)	PONTOS	NÍVEL DE RISCO
INVENTÁRIO SRR/CAVIDADE DE RECARREGAMENTO COM A Vv. DO TUBO DE TRANSFERÊNCIA FECHADA		
1. O nível da cavidade de recarregamento está ≥17,39 m=39,4 % no LI-433 A (normal = 17,54m, aproxi. 42% no LT 433 A do PZR) e os internos superiores estão removidos do vaso do Rx Sim=2 pontos	NA	0-2= I vermelha 3= II laranja
2. O núcleo do Rx está totalmente descarregado. Sim= 5 pontos	NA	4 = III amarela
3. O Nv PZR >5% + a tampa do vaso do reator está instalada .	NA	5= IV verde
4. Uma Bb. SIS disponível e apta a succionar do TAR e descarregar no SRR + nível do T.A.R. ≥ 10 %.	NA	
5. As duas Bbs RCR estão disponíveis e uma está apta a succionar do TAR e a descarregar no SRR + nível do T.A.R ≥ 10 %.	NA	
6. Sistema de Controle de Reposição do Reator + 1 Bb. Centrífuga de Carregamento + 1 Linha de Carregamento disponíveis .	NA	
7. Sucção das Bbs Carregamento via TAR + 1 Bb Carregamento Centrífuga + Nível do TAR ≥ 10 % + 1 Linha de Carregamento , disponíveis.	NA	
TOTAL	NA	VERDE
Procedimento Contingengial ( ) Requerido (X) Não Requerido		
CONTROLE DE REATIVIDADE / MARGEM DE DESLIGAMENTO (COMB. NO Rx)		
1. As alterações no núcleo estão paralisadas.	NA	0-1 = I vermelha
2. Insp.Tubos GVs apenas + Tampas SRR - Cb no SRR ≥ 2.000 ppm. ou para o caso de manuseio de combustível- Cb no SRR ≥ 2500 ppm	NA	2 = II laranja 3 = III amarela
3. Canais N31 e N32 operáveis.	NA	≥ 4 = IV verde
4. (Há , pelo menos, uma Bb. do SIS disponível e apta a succionar do TAR e descarregar no SRR + nível do TAR ≥ 10%) ou (Sistema de Controle de Reposição do Reator + 1 Bb. Centrífuga de Carregamento + 1 Linha de Carregamento, disponíveis).	NA	
5. As duas Bbs RCR estão disponíveis e uma está apta a succionar do TAR e a descarregar no SRR + nível do TAR ≥ 10%.	NA	
6. O núcleo do Rx está totalmente descarregado. Sim= 4	NA	
(*) Requerido para o nível IV (verde). TOTAL	NA	VERDE
Procedimento Contingengial ( ) Requerido (X) Não Requerido		

FUNÇÕES RELEVANTES DE SEGURANÇA NA PARADA SIM=1, NÃO=0, OPÇÕES=(0, 1, 2)	PONTOS	NÍVEL DE RISCO
ENERGIA ELÉTRICA INTERNA PARA CONTROLE E INSTRUMENTAÇÃO EM CA (220/120 VCA) E CC (125 VCC)		0-2 = I vermelha
1. Inver. 1, 2, BOP1 e suas Barras de Instrum., operáveis + fontes de CA e CC disponíveis.	1	3 = II laranja
2. Inver. 3, 4, BOP2 e suas Barras de Instrum., operáveis + fontes de CA e CC disponíveis.	1	4-5 = III amarela
3. Transformadores de Voltagem Constante (CVTs) XFMRs 1, 2 e BOP1, operáveis e com duas fontes independentes de CA operáveis para a Barra 1B3A/CCM 3A1.	1	6 = IV verde
4. Transformadores de Voltagem Constante (CVTs) XFMRs 3, 4 e BOP2, operáveis e com duas fontes independentes de CA operáveis para a Barra 1B4B/CCM 4B1.	1	
5. Bco de Baterias de (125 VCC) B1 + Barra 1D1 + Carreg. de Baterias CB1 - Operáveis.	1	
6. Bco de Baterias de (125 VCC) B2 + Barra 1D2 + Carreg. de Baterias CB2 - Operáveis.	1	
7. Carregador de Baterias Reserva CB3 operável + seus disjuntores de alimentação para as duas barras de 125 VCC (Barras 1D1 e 1D2) operáveis.	1	
TOTAL	7	VERDE
Procedimento Contingencial ( ) Requerido (x) Não Requerido		
ENERGIA ELÉTRICA EXTERNA (T1/TIA1, T1A2 E SE'S 500/138 kV)/ INTERNA (GGD'S, 4.16 kV E 480 V)		0-3 = I vermelha
1.a) T1 (FASES A,B e C) + T1A1 + 500 kV Operáveis; 1 b) T1A2 + 138 kV Operáveis (*) (0, 1, 2)	2	4-5 = II laranja
2. Barra 1A3 + Geradores Diesel de Emergência (1A ou 3 Operável) = 1 (1A e 3 Operáveis) = 2	0	6 = III amarela
3. Barra 1A4 + Geradores Diesel de Emergência (1B ou 4 Operável) = 1 (1B e 4 Operáveis) = 2	1	≥ 7= IV verde
4. Os trabalhos na SE (500 e/ou 138 kV) que têm seu caminho operável em "1"estão paralisados. 1a + Trab. SE 500 kV paralisados e/ou 1b + Trab. SE 138 kV paralisados = 1	1	
5. Nível na Cavid. de Recar. ≥ 17,39 m e Inter. Super. Remov. do Vaso do Rx ou Núcleo Totalmente Descarregado ou Nível PZR > 5% + Tampa do Rx Instalada.	1	
6. Barras1B1A/1B2A/1B3A/1B3B/1B4A/1B4B todas operáveis e as barras de segurança com uma fonte interna + uma fonte externa também operáveis = 1	0	
(*) Ambas as fontes externas requeridas para o nível IV (verde). TOTAL	5	LARANJA
Procedimento Contingengial ( ) Requerido (X) Não Requerido		

FUNÇÕES RELEVANTES DE SEGURANÇA NA PARADA SIM=1, NÃO=0, OPÇÕES=(0, 1, 2, 3)	PONTOS	NÍVEL DE RISCO
ENVOLTÓRIO DE CONTENÇÃO COM COMBUSTÍVEL NO SEU INTERIOR		0-2 = I vermelha
1. A unidade está fora da condição de Inventário Reduzido.	NA	3-4 = II laranja
2. O Envoltório de Contenção tem a porta para acesso de equipamentos instalada e as portas para acesso de pessoal estão instaladas e fechadas ou com capacidade de fechamento imediato.	NA	5-6 = III amarela
3. As alterações no núcleo do Rx estão paralisadas.	NA	7= IV verde
4. O nível da cavidade de recarregamento está ≥17,39 m (39,4 % no LI-433 A do PZR) e os internos superiores estão removidos do vaso do reator.	NA	
5. O Sistema de Refrigeração do Reator está intacto.	NA	
6. A válvula de isolamento do tubo de transferência está operável.	NA	
7. O fechamento do envoltório de contenção está estabelecido, de acordo com as Especificações Técnicas, item 16.3.8.3.1.a. (*)	NA	
8. A porta de acesso de pessoal ao anulus está fechada.	NA	
9. O Envoltório de Contenção está sem combustível no seu interior. Sim= 7	NA	
(*) Requerida para o nível IV (verde).		
Procedimento Contingencial ( ) Requerido (X) Não Requerido TOTAL	NA	VERDE
INVENTÁRIO NA PCU/ CAVIDADE DE RECARREGAMENTO CONECTADAS E HÁ COMBUSTÍVEL NA PCU OU NO ENVOLTÓRIO DE CONTENÇÃO		0-2 = I vermelha
1. (S. Cont. Repo.Rx + 1 Bb SRB + Comporta PCU Aberta), (1 Acumulador + Bb TDRR + Bb Purif. TAR). Desde que haja condição de envio para a PCU. (0,1, 2)	NA	3 = II laranja
2. 1 Bb SIS disponível e apta a succio. do TAR/descarregar no SRR + Nv no TAR ≥ 10%.	NA	4-5 = III amarela
3. 2 Bbs RCR disponíveis e 1 apta a succio. do TAR/ descarre. no SRR + Nv TAR ≥ 10%.	NA	≥ 6 = IV verde
4. O nível na Cavidade de Recarregamento/PCU está ≥ 17,39 m e os internos superiores estão removidos do vaso do reator (*).	NA	
5. Siste. de Cont. de Reposição do Rx + (1 Bb. Centrífuga de Carregamento +1 Linha de Carreg.- SRR) ou + (Supri. p/TAR + Nv TAR ≥ 10% +Bb. Purif. TAR-PCU) - Disponíveis	NA	
6. Água Desmineralizada disponível para a PCU.	NA	
(*) Requerida para o nível IV (verde).		
TOTAL	NA	VERDE
Procedimento Contingencial ( ) Requerido (X) Não Requerido		

FUNÇÕES RELEVANTES DE SEGURANÇA NA PARADA SIM=1, NÃO=0, OPÇÕES=(0, 1, 2, 3)	PONTOS	NÍVEL DE RISCO
EDIFÍCIO DE COMBUSTÍVEL COM COMBUSTÍVEL NO SEU INTERIOR		0-2 = I vermelha
1. Todo combustível do último ciclo está no Rx, o que está na PCU já está fora do Rx por mais de 12 meses e a válvula de isolamento do tubo de transferência está fechada.	0	3-4 = II laranja
2. As alterações na PCU estão paralisadas.	1	5-6 = III amarela
3. VA-21 e VA-28 estão em operação via filtros e a pressão no ECB está $\leq$ 0,125 "H_2O.	1	7= IV verde
4. (S.Cont. Repo.Rx+1 Bb do SRB + Nível TERec. $\geq$ 10% + Comporta da PCU aberta), (S.Cont. Repo.Rx+Nv TAR $\geq$ 10% + Bb. Purif. TAR), (1 Bb TDRR + 1 Acumulador + Bb Purif. TAR). Desde que haja condições de envio para a PCU. (0,1,2,3)	2	
5. O nível na PCU está $\geq$17,39 m e o seu sistema de refrigeração está em operação. (*)	1	
6. O suprimento de água Desmineralizada está disponível para suprir a PCU.	1	
7. A Cb na PCU está $\geq$ mínimo Especifica. Técnicas (2.000 ppm). (*)	1	
8. O Edifício de Combustível está sem combustível no seu interior. Sim= 7	0	
(*) Requerido para nível IV (verde). TOTAL	7	VERDE
Procedimento Contingencial ( ) Requerido (X) Não Requerido		
CAPACIDADE DE REMOÇÃO DE CALOR RESIDUAL NA PCU		0-1= I vermelha
1. Bomba 1 de Refrigeração da PCU operável ou em operação (*).	1	2= II laranja
2. Bomba 2 de Refrigeração da PCU operável ou em operação (*).	1	3= III amarela
3. Todo o combustível, do último ciclo, permanece no Rx e o combustível armazenado na PCU já está fora do núcleo há mais de 12 meses.	0	4= IV verde
4. PCU sem combustível. Sim= 4	0	
5. Nível da Cavidade de Recarregamento $\geq$ 17,39 m +Comporta da PCU aberta+ Bbs. do TDRR e Purif. do TAR+ Trocador de Calor do TDRR e/ou da PCU+Linha de Drenagem da Cavidade de Recarre. p/sucção Bbs TDRR + Vv. de Isol. do Tubo de Transf. -Operáveis.	0	
6. Um Trem do RCR em operação + Nível da Cavidade de Recarregamento $\geq$ 17,39 m + Comporta PCU aberta + Nv do TAR $\geq$10% + Vv. de Isol. do Tubo de Transf. + Linha de Descarga do RCR para o TAR + Bb. de Purificação do TAR com Caminho de Descarga para a PCU - Operáveis.	0	
7. Nível da PCU $\geq$17,39 m (mín.=17,39 normal =17,54 máx=17,90).	1	
8. Tempo para saturar a PCU $\geq$ 20 horas (sim = 1)	1	
(*) Com combustível na PCU é necessário que uma das bombas de refrigeração da PCU esteja em operação com fluxo via trocador de calor da PCU plenamente operável. É requerido o atendimento a este item para a condição verde. TOTAL	4	VERDE
Procedimento Contingencial ( ) Requerido (X) Não Requerido		