



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GCQ - 29  
16 a 21 Outubro de 2005  
Curitiba - Paraná

**GRUPO XIII  
GRUPO DE ESTUDO DE INTERFERÊNCIAS, COMPATIBILIDADE ELETROMAGNÉTICA E QUALIDADE DE  
ENERGIA ELÉTRICA - GCQ**

**GERENCIAMENTO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE NA FRONTEIRA DA  
REDE BÁSICA NO PERÍODO ENTRE 2000 E 2004**

<b>Dalton Brasil *</b>	<b>B. Gerbassi **</b>	<b>F. Martins</b>	<b>G. P. Wilson</b>	<b>R. Del Giúdice</b>	<b>M. P. Pereira</b>	<b>J. R. Medeiros</b>
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS			Energy Choice		Marcopolo Consultoria	JRMED Consultoria

**RESUMO**

O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) tem a responsabilidade pelo gerenciamento das ações para que a qualidade da energia elétrica suprida atenda a padrões compatíveis com a importância requisitada pelos diferentes tipos de consumidores conectados à Rede Básica. A Resolução 24 da ANEEL, de janeiro de 2000, que especificou indicadores e metas de qualidade relativas à continuidade de fornecimento de energia elétrica que devem ser observados pelos agentes distribuidores, também estabeleceu indicadores de continuidade para as barras de conexão com os agentes distribuidores e outros usuários da Rede Básica, que devem ser apurados e divulgados pelo ONS. Recentemente a Resolução 67, de junho de 2004, alterou a composição da Rede Básica e, conseqüentemente, a localização de parte dos Pontos de Controle. Este trabalho tem por objetivo apresentar as ações coordenadas pelo ONS referentes à conceituação, definição de terminologia, critérios associados aos indicadores, implantação do processo de apuração e proposição de valores de referência no contexto dos indicadores de continuidade. Também serão apresentados resultados referentes à apuração dos indicadores no período julho de 2000 a setembro de 2004.

**PALAVRAS-CHAVE**

Qualidade de energia. Indicadores de Qualidade. Indicadores de Continuidade. Pontos de Controle. Monitoração.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Os indicadores de continuidade (DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC) têm por finalidade explicitar o desempenho dos agentes distribuidores, conforme a Resolução 24/2000 da ANEEL. Desta forma, dos distribuidores são exigidos padrões de desempenho conforme seus contratos de concessão e resoluções específicas da ANEEL, estando sujeitos a penalidades nos casos de eventuais violações. Aos agentes transmissores cabe a responsabilidade por disponibilizar as instalações de transmissão integrantes de Rede Básica, conforme descrito em seus Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST), estando sujeitos a penalidades em caso de indisponibilidade das mesmas.

**2.0 - REDE BÁSICA**

A Rede Básica vem sofrendo alterações na medida em que o modelo para o setor Elétrico se consolida. Considerando a Resolução 67/2004, pode-se afirmar que ela é composta das linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV e transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária

\* Rua da Quitanda, 196 – 20º Andar – Centro - CEP 20091-000 – Rio de Janeiro - RJ – BRASIL  
Tel.: (21) 2203-9695 - Fax: (21) 2203-9420 - e-mail: docb@ons.org.br

\*\* In memorium

inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário. Não fazem parte da Rede Básica linhas de transmissão, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras ou consumidores livres, em caráter exclusivo, interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

### 3.0 - CONCEITUAÇÃO E TERMINOLOGIA

Os indicadores de desempenho estabelecidos na Resolução 24/2000 da ANEEL referem-se à continuidade do serviço de transporte da Rede Básica, sem relação direta com interrupções de fornecimento a consumidores. Visando um melhor entendimento em relação à aplicação dos indicadores da Rede Básica, bem como a operacionalização dos procedimentos de apuração dos mesmos, foram desenvolvidos os seguintes conceitos:

**Ponto de Controle:** Instalação, ou conjunto de instalações, localizada na fronteira da Rede Básica com os ativos de conexão dos demais agentes, independentemente do nível de tensão. As FIGURAS 1, 2 e 3 mostram exemplos para as configurações de arranjo de barra principal e transferência, barra dupla e disjuntor e meio.

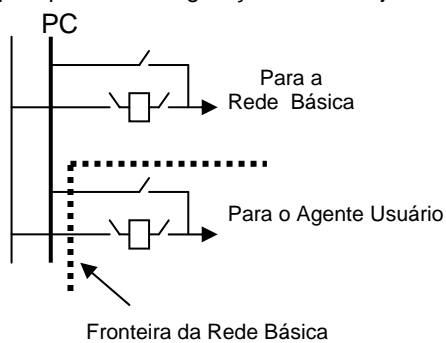


FIGURA 1 – Configuração barra principal e transferência

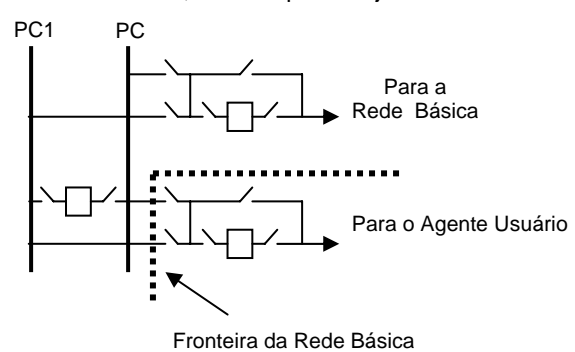


FIGURA 2 – Configuração barra dupla

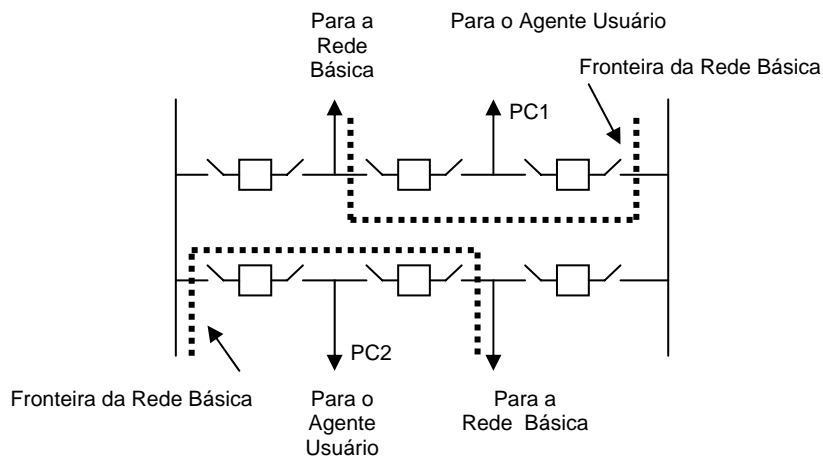


FIGURA 3 – Configuração disjuntor e meio

**Interrupção de Serviço da Rede Básica no Ponto de Controle:** Sempre que o mesmo permanecer fora de serviço por um período igual ou superior a 1 (um) minuto, devido a problemas internos ou externos à Rede Básica, considerando quaisquer eventos locais ou remotos, inclusive os programados, caracterizando-se pela ausência de tensão no ponto de controle.

Os indicadores de continuidade têm a seguinte definição:

**DIPC** – Duração da Interrupção do Serviço da fronteira na Rede Básica no Ponto de Controle

**FIPC** – Frequência da Interrupção do Serviço da fronteira na Rede Básica no Ponto de Controle

**DMIPC** – Duração Máxima da Interrupção do Serviço da fronteira na Rede Básica no Ponto de Controle

#### 4.0 - ESTRUTURA DO PROCESSO DE APURAÇÃO

A primeira etapa do processo de apuração caracterizou-se pelo cadastramento dos Pontos de Controle. As FIGURAS 4 a 6 mostram a sua distribuição por região, nível de tensão e configuração de barra, respectivamente, considerando 634 Pontos de Controle na Rede Básica, já com a implementação da Resolução 67.

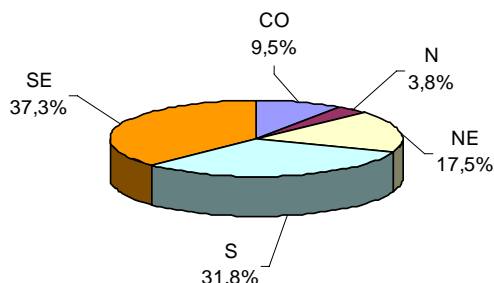


FIGURA 4 – Distribuição dos PCs por região (IBGE)

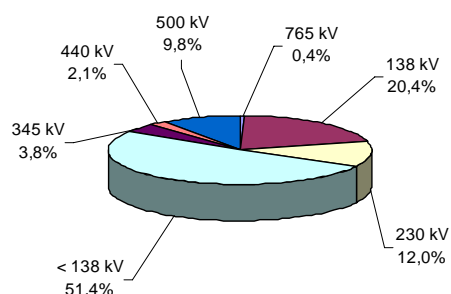


FIGURA 5 – Distribuição dos PCs por nível de tensão

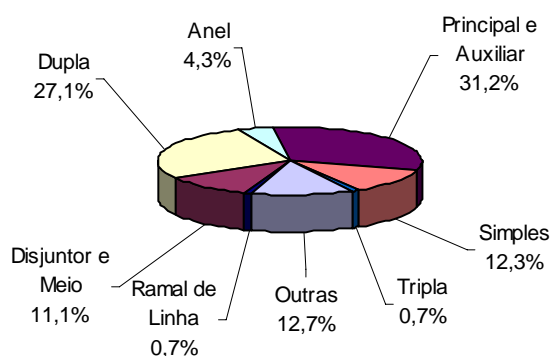


FIGURA 6 – Distribuição dos PCs por configuração de barra

A segunda etapa do processo de apuração caracterizou-se pela definição dos procedimentos para os operadores dos centros de controle registrarem as interrupções. Foram definidas as informações que devem ser coletadas e armazenadas em uma base de dados, as quais são utilizadas no cálculo dos indicadores, bem como na gerência dos mesmos. Quando da ocorrência de interrupção de serviço em um ponto de controle, são coletadas as seguintes informações: (a) Classificação quanto ao tipo de evento: interrupções programadas ou outras interrupções; (b) Classificação quanto a origem: interna ou externa à Rede Básica; (c) Classificação quanto ao equipamento associado à origem da ocorrência e (d) Data e hora de início e fim da ocorrência.

#### 5.0 - APURAÇÃO DOS INDICADORES

A apuração dos indicadores teve início em julho de 2000. Os registros das interrupções, armazenados na Base de Dados Técnica até setembro de 2004, contém informações sobre mais de 4.642 ocorrências.

TABELA 1 – Valores anuais médios globais (julho 2000 a setembro 2004)

Ano	DIPC (horas)	FIPC (ocorrências)
2000	2,79	1,50
2001	1,55	1,41
2002	2,06	1,82
2003	1,58	1,17
2004	1,27	0,82

A TABELA 1 mostra os valores anuais médios globais dos indicadores referentes aos resultados da apuração para o período de julho de 2000 a setembro de 2004. Observou-se para este período uma duração média de interrupção por ponto de controle de 1,85 horas/ano, com frequência associada de 1,34 interrupções/ano.

A TABELA 2 apresenta os valores anuais médios dos indicadores calculados para todos os níveis de tensão. Observa-se que os pontos de maior tensão apresentam melhor desempenho, se comparados aos níveis mais baixos.

TABELA 2 – Valores médios por nível de tensão (julho 2000 a setembro 2004)

Tensão (kV)	DIPC (horas)	FIPC (ocorrências)
< 138	2,44	2,00
138	2,68	1,44
230	0,90	0,67
345	0,26	0,20
440	0,00	0,01
500	0,05	0,10
765	0,00	0,00

Os resultados da apuração segundo uma agregação por tipo de configuração de barra, conforme indicados na TABELA 3, mostram que as configurações de barra simples e principal e transferência apresentam desempenho inferior. Nesta comparação foram desconsideradas as instalações classificadas como “outras” e “ramal de linha”.

TABELA 3 – Valores médios por configuração de barra (julho 2000 a setembro 2004)

Configuração de Barra	DIPC (horas)	FIPC (ocorrências)
Simple	6,51	3,55
Principal e Transferência	1,62	1,56
Dupla	0,80	0,51
Tripla	0,00	0,04
Anel	0,41	0,36
Disjuntor e Meio	0,14	0,15
Outras (barras fictícias)	3,72	2,94
Ramal de Linha	4,75	3,87

## 6.0 - INFLUÊNCIA DO TIPO DE OCORRÊNCIA

As interrupções são classificadas em vários tipos, os quais podem ser agrupados em dois grupos maiores. Um deles abrange as interrupções programadas, onde se encontram as interrupções para manutenções, expansões e melhorias no sistema elétrico, e o outro as interrupções não programadas, sendo estas associadas a causas acidentais, emergências, urgências, atuação da proteção, falhas em equipamentos, fenômenos naturais, etc..

TABELA 4 – Valores médios de DIPC (horas) e FIPC (ocorrências) - julho 2000 a setembro 2004

Ano	DIPC (programadas)	DIPC (outras)	FIPC (programadas)	FIPC (outras)
2000	1,85	0,94	0,26	1,23
2001	1,00	0,55	0,28	1,13
2002	1,26	0,81	0,24	1,58
2003	0,83	0,75	0,11	1,06
2004	0,22	1,05	0,06	0,76

Geralmente as interrupções programadas ocorrem em quantidade bem inferior ao das interrupções automáticas e as durações das interrupções programadas costumam ser bem maiores do que as das interrupções automáticas. Entretanto na Tabela 4, em 2004, deve ser ressaltada a seguinte consideração: a quantidade de interrupções programadas foi muito reduzida e a duração média das interrupções automáticas foi muito influenciada por uma ocorrência de longa duração devido à queda de torres na linha de transmissão 230 kV Nobres – Sinop no dia 22/09/2004.

## 7.0 - GERÊNCIA DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE

Para que o ONS tenha condições de gerenciar os padrões de desempenho da Rede Básica é necessário o desenvolvimento de um sistema de gerência que permita acompanhar a evolução desses indicadores e subsidiar as ações para a implementação de adequações na Rede Básica. Como parte deste sistema de gerência, estudos têm sido desenvolvidos com a finalidade de estabelecer valores de referência para os indicadores de duração e

freqüência. Estes valores são obtidos utilizando-se os dados históricos e os valores calculados para cada Ponto de Controle a partir de análises de probabilidade de ocorrência de falha dos componentes (valores preditivos), com base em taxas médias de falhas e de durações das falhas para os equipamentos e linhas de transmissão, associados a cada configuração específica dos Pontos de Controle. Estes estudos buscam estabelecer famílias de pontos de controle que possuam comportamento similar, considerando-se atributos como nível de tensão, configuração de barra, ou ainda outras características que se mostrem relevantes. Os resultados obtidos das avaliações de agrupamento, em conjunto com os valores apurados dos indicadores, possibilita o estabelecimento de padrões de desempenho que viabilizem o acompanhamento do desempenho dos pontos de controle.

### 7.1 Etapas do processo de gerência dos indicadores de continuidade

A FIGURA 7.1.1 apresenta as etapas relacionadas com o processo de gerência dos indicadores de continuidade.

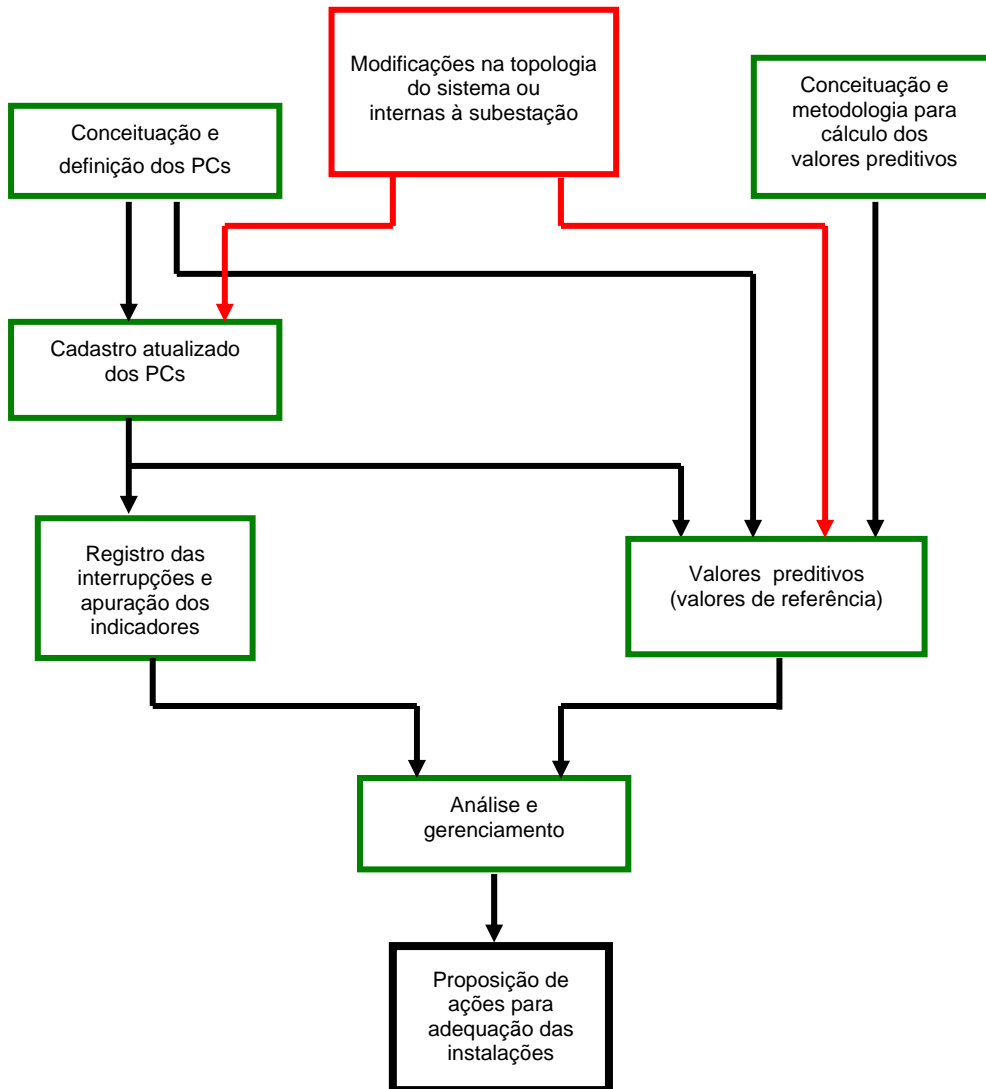


FIGURA 7.1.1 – Etapas do processo de gerência dos indicadores de continuidade

### 7.2 Metodologia para cálculo dos valores preditivos

De modo geral, as interrupções de tensão nos pontos de controle podem ser causadas por eventos internos à subestação, como falhas em disjuntores, chaves e barramentos, ou eventos externos, como falhas em circuitos que alimentam a subestação, além de ocorrências sistêmicas.

Os valores preditivos podem ser calculados com base em avaliações de confiabilidade aplicadas às subestações onde são apurados os indicadores de continuidade. Os cálculos consistem em modelar cada subestação selecionada (configuração de barra, disjuntores, chaves e barramentos) de modo a representar explicitamente os Pontos de Controle. O modelo deve incluir os circuitos de transmissão capazes de manter tensão nos Pontos de

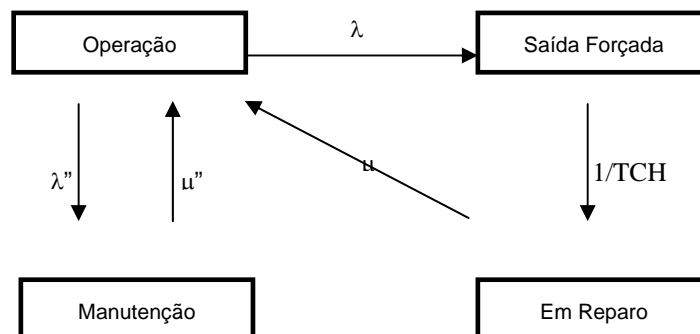
Controle ou aqueles cuja falha ou defeito causem interrupções de tensão. Para os sistemas de alimentação radiais são representados os circuitos da primeira vizinhança, ou tantas vizinhanças quantas necessárias, até o sistema em malha ou radial múltiplo mais próximo. Para os sistemas malhados são representados apenas os circuitos na primeira vizinhança da subestação. Os eventos sistêmicos, tendo em vista a extrema complexidade associada, não são considerados nos cálculos. Os cálculos foram desenvolvidos, conforme descrito a seguir:

- definição dos modelos/contingências/eventos adequados para a representação dos equipamentos da subestação de cada caso exemplo;
- definição dos dados associados aos modelos para a representação dos equipamentos da subestação de cada caso exemplo;
- modelagem da subestação e cálculo dos indicadores de duração e frequência média de interrupção de cada ponto de controle.

Esta metodologia avalia a confiabilidade da configuração de barra da subestação, com foco no ponto de controle escolhido, para o qual são calculados os índices preditivos de frequência e de duração da interrupção, a partir da combinação dos índices estatísticos do desempenho de seus componentes (disjuntores, chaves, transformadores, barras, terminais de LT, etc.). A metodologia fundamenta-se na análise do ciclo médio do processo *in-out*, opera-falha-repara, onde se definem como ponto de partida os tempos médios e taxas para a falha e o reparo de cada componente e finalmente os indicadores de continuidade. Como premissas para a aplicação da metodologia, baseada na teoria da confiabilidade, pressupõe-se o seguinte:

- o ciclo de falha e de reparo é estatisticamente independente, isto é, a mudança no período e na frequência de um deles não implica em correspondente mudança na do outro;
- as distribuições da probabilidade dos tempos de falha e de reparo são as mesmas para cada ciclo in-out.

A princípio, é considerado no decorrer das análises, que um determinado componente pode ser encontrado em estado de operação normal, e que o componente falhado está isolado devido à atuação da proteção, juntamente com outros não falhados, e um terceiro estado em que somente o componente falhado está isolado para reparo. A manutenção programada é também considerada através de um modelo a dois estados. O diagrama a seguir ilustra as hipóteses descritas:



Onde:

- $\lambda$  = taxa de falha (falhas /ano)
- $\mu$  = taxa de reparo (reparos/ano)
- $\lambda''$  = taxa de manutenção programada (numero de vezes/ano)
- $\mu''$  = taxa de reparo devido à manutenção programada (reparos/ano)
- TCH = tempo de chaveamento

### 7.3 Enquadramento em padrões de desempenho

De forma geral pode-se afirmar que o desenvolvimento de valores de referência para a gerência do desempenho de cada PC deve levar em consideração o atendimento às seguintes premissas:

- de aplicação simples sobre o universo de PC's;
- que os conceitos adotados, na sua elaboração, sejam transparentes para os usuários;
- que gerem resultados isonômicos, não privilegiando alguns em prejuízo de outros;
- que acompanhem as mudanças de topologia, tanto internas à instalação quanto às do sistema circunvizinho, sem necessidade de revisões periódicas;
- e que simplifiquem, ao máximo, o processo de acompanhamento por parte dos interessados.

Considerando a metodologia adotada para o cálculo dos valores preditivos, os resultados se aplicam aos indicadores de continuidade apurados em função das seguintes interrupções:

- interrupções automáticas devido a fenômenos naturais e ambientais;

- interrupções automáticas acidentais;
- interrupções automáticas com origem em equipamentos de potência;
- interrupções automáticas com origem em equipamentos de proteção e controle.

Desta forma, mesmo com baixa frequência de ocorrência no contexto geral, as interrupções programadas para novas conexões, modificações ou melhorias nos PCs, os desligamentos manuais para manutenções (programadas, urgências ou emergências) e as interrupções automáticas devido a ocorrências sistêmicas ou intervenções para atendimento a requisitos operacionais (por exemplo, manobras para recomposição do sistema), não estão incluídas nos cálculos preditivos e, portanto, não devem ser levadas em consideração na análise comparativa entre os valores de referência estabelecidos para os PCs e os seus indicadores históricos.

Foram inicialmente realizados cálculos preditivos para os PCs com tensão  $\geq 230$  kV. A análise dos resultados dos cálculos preditivos e dos indicadores apurados, levando em consideração o conjunto de fatores de influências mais relevantes, permitiu que os seguintes aspectos fossem observados:

- o fator de influência mais importante é a configuração de barras;
- os demais fatores constituem meios, com pesos diferentes, dependendo da configuração, para se caracterizar novos sub-grupos a partir dos iniciais;
- para algumas configurações de barras a quantidade de PCs é muito reduzida, impossibilitando o estabelecimento de valores de referência;
- existem três configurações com uma quantidade de PCs que justificam e viabilizam a criação de grupos com seus respectivos valores de referência, que são: disjuntor e meio (aplicável também a barras em anel e anel múltiplo), barra dupla e barra principal e transferência;
- o estabelecimento de valores de referência para a configuração do tipo barra simples deverá aguardar estudo complementar abrangendo os PCs em 138 kV e abaixo, a ser iniciado após conclusão do recadastramento destes PCs, influenciados diretamente pela Resolução 67. Provisoriamente, para esta configuração, nas tensões  $\geq 230$  kV, os valores preditivos individuais poderiam ser adotados.
- para as demais configurações, barra tripla, ramal de linha e barra fictícia, os valores preditivos por PC deverão ser adotados como valores de referência.

Uma avaliação preliminar envolvendo os registros das interrupções no período entre 2000 e 2004, comparando-se os indicadores históricos e os valores preditivos com o intuito de verificar a sua coerência e a possibilidade de poder vir a agrupar os PCs e, conseqüentemente, estabelecer padrões de desempenho, indicou os seguintes aspectos principais:

- de forma geral, a estatística para os indicadores no período disponível (inferior a 4 anos) é pouco representativa, com exceção de algumas configurações onde a quantidade de desligamentos é razoável;
- que os indicadores preditivos para as configurações de barras consideradas “robustas” (anel simples, anel múltiplo e disjuntor e meio) apresentam valores baixos;
- que determinadas condições sistêmicas (blecaute, por exemplo) deveriam ser excluídas na análise comparativa, porque não tinham como ser incluídas nos cálculos preditivos;
- identificados dois novos fatores de influência que não haviam sido contemplados nos cálculos dos valores preditivos: existência de ECEs (que implicou na revisão de cálculos de três PCs) e variação da carga e/ou despacho de geração (devido a sua variabilidade com o tempo e difícil previsibilidade, não devem ser considerados);
- observada coerência entre os valores e que entre os 211 PCs com tensão  $\geq 230$  kV, cujos valores foram calculados, 146 se referem a pontos de geração.

#### 7.4 Proposta de valores de referência

Uma proposta de valores de referência para os Pontos de Controle com tensões iguais ou superiores a 230 kV foi elaborada com base na metodologia acima descrita e deverá ser divulgada oportunamente no “site” do ONS. Para o nível de tensão abaixo de 230 kV as análises ainda estão sendo realizadas, sendo que uma proposta de valores de referência também deve ser disponibilizada futuramente.

### 8.0 - IMPACTOS DAS ALTERAÇÕES REGULATÓRIAS E DA EXPANSÃO DA REDE

Desde a implantação dos Pontos de Controle foram publicadas algumas resoluções da ANEEL que tratam de novos critérios para a composição da Rede Básica, eventualmente alterando as fronteiras com os agentes usuários da mesma. Tal fato demanda permanente processo de atualização do cadastro dos pontos de controle. Além de possíveis alterações regulatórias, também as expansões da Rede Básica, podem afetar o contorno da rede, alterando o conjunto de pontos. Estes aspectos têm impacto significativo na gerência do desempenho dos Pontos de Controle porque a ausência de informações destes pontos na base histórica disponível dificulta o

estabelecimento de valores de referência. Tendo em vista a publicação da Resolução 67, de junho de 2004, que altera a composição da Rede Básica, o ONS se empenhou em estabelecer a revisão do cadastro com os novos Pontos de Controle. Observa-se portanto a necessidade de uma ação contínua no sentido de atualizar a relação de pontos de controle, bem como as informações a eles associadas.

## 9.0 - CONCLUSÕES

O interesse pela qualidade de energia aumenta na medida em que o desempenho dos agentes é continuamente acompanhado por órgãos reguladores, com a possibilidade de aplicação de penalidades em caso de descumprimento ou violações de metas estabelecidas.

A definição de indicadores de continuidade nos Pontos de Controle, fornece aos usuários da Rede Básica uma medida de qualidade da mesma. Para uma avaliação mais abrangente e completa do desempenho da rede são necessários também outros indicadores de qualidade como os de variações de tensão e distorção harmônica.

A avaliação e depuração dos registros das interrupções nos Pontos de Controle, juntamente com os resultados obtidos do processo de apuração dos indicadores de continuidade, possibilita ao ONS a obtenção de subsídios para acompanhar o desempenho da Rede Básica e recomendar as ações necessárias à manutenção da qualidade do serviço do sistema de transmissão.

Para a gerência dos padrões de desempenho da Rede Básica é necessário desenvolver um sistema que permita acompanhar a evolução dos indicadores de continuidade e subsidiar as ações para adequações na Rede Básica. Como parte deste sistema de gerência, o ONS tem realizado estudos com a finalidade de estabelecer valores de referência para os indicadores de duração e frequência das interrupções, utilizando dados históricos e valores calculados para cada PC a partir de análises de probabilidade de ocorrência de falha dos componentes (valores preditivos), associados a cada configuração específica dos PCs.

Uma proposta de valores de referência para os PCs com tensão igual ou superior a 230 kV foi elaborada com base na metodologia acima descrita e deverá ser divulgada oportunamente no "site" do ONS. Para os níveis de tensão abaixo de 230 kV as análises estão sendo realizadas, sendo que uma proposta de valores de referência também deve ser disponibilizada futuramente.

Os resultados apurados para os indicadores de continuidade no período entre 2000 e 2004, permitem enumerar as seguintes conclusões:

- a) os indicadores anuais são consistentes e podem ser considerados satisfatórios para o período examinado. A duração média das interrupções encontra-se na faixa entre 1,27 e 2,79 horas por ano, com média geral igual a 1,85 horas. A frequência média varia entre 0,82 e 1,82 interrupções, com média geral igual a 1,34 e, para o período disponível, os indicadores têm apresentado uma tendência de melhoria.
- b) o tipo de ocorrência tem um impacto significativo nos resultados quanto à duração das interrupções. Por exemplo, considerando-se somente as interrupções não programadas a média global para o indicador DIPC no período examinado é reduzida de 1,85 para 0,82 horas.
- c) o desempenho dos Pontos de Controle é melhor para os níveis de tensão mais elevados e as configurações de barra com maior flexibilidade operativa.
- d) a dinâmica de evolução do sistema, bem como as possíveis alterações regulatórias, demandam esforços permanentes quanto ao acompanhamento e aperfeiçoamento do processo de gerência dos indicadores de continuidade dos Pontos de Controle.

## 10.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ANEEL. Resolução nº 24, de 27 de janeiro de 2000.

[2] ONS. Procedimentos de Rede, Módulo 2.

[3] ONS. Procedimentos de Rede, Módulo 10.

[4] ONS. Indicadores de Continuidade de Serviço da Rede Básica - Padrões de Desempenho. Relatório Técnico ONS-2.1/010/2000.

[5] R. Gomes, D. Brasil, J.R.. Medeiros. Gerenciamento da Qualidade de Energia Elétrica – Visão do ONS. IX ERLAC, Brasil, Maio de 2001.

[6] Roberto J. R. Gomes, Dalton O. C. Brasil, José Roberto de Medeiros - Power Quality Management as a Goal of ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - The Brazilian Transmission ISO, ICHQP 2000.

[7] Roberto J. R. Gomes Dalton O. C. Brasil José Roberto de Medeiros, Power Quality Management Issues over the Brazilian Transmission System, ICHQP 2002.

[8] ANEEL. Resolução nº 67, de 12 de junho de 2000.

[9] Dalton Brasil, Bruno Gerbassi, Florisvaldo Martins, José Roberto Medeiros, Marco Polo Pereira, Service Continuity Índices for the Brazilian Main Transmission Network, ICHQP 2004.

[10] Dalton Brasil, Bruno Gerbassi, Florisvaldo Martins, José Roberto Medeiros, Marco Polo Pereira, Regulação e Monitoração da Qualidade da Rede Básica – Indicadores de Continuidade de Serviço, SENDI 2004.

[11] Relatório OS/GAT-174/2004 – Desenvolvimento de Valores de Referência para os Indicadores de Continuidade dos Pontos de Controle da Rede Básica – Partes 1 e 2 – Outubro de 2004.