



XVI SNPTEE
Seminário Nacional de Produção e
Transmissão de Energia Elétrica

GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS EMPRESARIAIS

GAE/020

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

REGULAÇÃO E MONITORAÇÃO DA QUALIDADE DA REDE BÁSICA – INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Andrea Rei*
ONS

Dalton Brasil
ONS

Bruno Gerbassi
ONS

Wikens Geraldes F^o
ONS

Marcus Th. Schilling
UFF / ONS

RESUMO

A Resolução nº 24 da ANEEL, de janeiro de 2000, estabelece indicadores e metas de qualidade relativas a continuidade de fornecimento de energia elétrica por agentes distribuidores. Visando oferecer medidas de desempenho da Rede Básica compatíveis com tais indicadores, esta resolução estabelece também indicadores de continuidade associados a fronteira da mesma com os demais agentes, que deverão ser apurados e divulgados pelo ONS.

Este trabalho tem por objetivo apresentar as ações coordenadas pelo ONS referentes a conceituação, definição de terminologia e critérios associados aos indicadores, a implantação do processo de apuração, e a proposição dos padrões de desempenho dos indicadores, conforme atribuições estabelecidas pela ANEEL na referida resolução. Também serão apresentados alguns resultados preliminares referentes a apuração dos meses de julho a dezembro de 2000.

PALAVRAS-CHAVE

Qualidade. Indicadores de Qualidade. Indicadores de Continuidade. Monitoração.

1.0 - INTRODUÇÃO

Com a reestruturação do sistema elétrico brasileiro, os agentes usuários da Rede Básica apresentam-se cada vez mais interessados em conhecer e acompanhar o desempenho da mesma, especialmente devido a suas atribuições e responsabilidades.

Dos agentes distribuidores são exigidos padrões de desempenho conforme seus contratos de concessão e resoluções específicas da ANEEL, estando sujeitos a penalidades na eventual violação dos mesmos. O desempenho dos agentes distribuidores é acompanhado, dentre outros, por indicadores de

continuidade (DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC), conforme estabelecido na Resolução 024/2000 da ANEEL.

Por outro lado, os agentes transmissores são responsáveis 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 penalidade em caso de indisponibilidade das mesmas.

Observa-se portanto, que os agentes transmissores e distribuidores são responsáveis por oferecer diferentes produtos e serviços: os distribuidores caracterizam-se pelo serviço de distribuição e fornecimento de energia a seus consumidores, enquanto os transmissores disponibilizam suas instalações ao ONS para o serviço de transporte de energia, sem portanto a vinculação com a comercialização da energia.

Assim sendo, buscando oferecer aos agentes usuários da Rede Básica indicações de desempenho da mesma, a ANEEL estabeleceu na Resolução no 24, de janeiro de 2000 indicadores de duração e frequência de interrupção referentes às barras de conexão da Rede Básica com os demais agentes. Ao ONS cabe a apuração e divulgação de tais indicadores, bem como a proposição de padrões de desempenho.

2.0 – CONCEITUAÇÃO E TERMINOLOGIA

Os indicadores de desempenho estabelecidos na Resolução 024/2000 referem-se a continuidade do serviço de transporte da Rede Básica, sem relação direta com interrupções de fornecimento a consumidores, a exemplo dos indicadores de continuidade estabelecidos para as distribuidoras.

Visando um melhor entendimento em relação a aplicação dos indicadores da Rede Básica estabelecidos na Resolução 024/2000, bem como a

operacionalização dos procedimentos de apuração dos mesmos, foram desenvolvidos os seguintes conceitos:

Ponto de Controle:

Instalação ou o conjunto de instalações da Rede Básica que fazem fronteira com os ativos de conexão dos demais agentes, independentemente do nível de tensão.

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 à Rede Básica, considerando quaisquer eventos locais ou remotos, inclusive os programados, caracterizando-se pela ausência de tensão no ponto de controle ou perda total de continuidade do mesmo com relação à Rede Básica.

As FIGURAS 1 e 2 mostram exemplos de pontos de controle para as configurações de arranjo de barra principal e transferência e barra dupla. No primeiro caso há apenas um ponto de controle (PC), correspondente a barra principal. No segundo caso há dois pontos de controle (PC 1 e PC 2), correspondendo a cada uma das barras. Isto deve-se a flexibilidade operativa deste tipo de configuração, que permite, especialmente em casos de interrupções programadas, a transferência de todas as conexões entre as barras, sem interrupção das conexões entre a Rede Básica e os demais agentes.

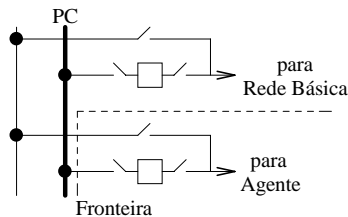


FIGURA 1 – Configuração barra principal e transferência

Assim sendo, com base nestes conceitos, os indicadores de que trata a referida resolução foram assim definidos:

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

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

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

Estes conceitos estão registados no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede do ONS que trata do desempenho da Rede Básica, relacionando também outros indicadores de desempenho como variação de frequência e tensão, flutuação de tensão, desequilíbrios de tensão, distorção harmônica e variação de tensão de curta duração (2),(5).

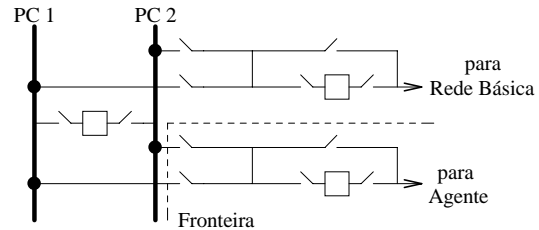


FIGURA 2 – Configuração barra dupla

3.0 – ESTRUTURA DO PROCESSO DE APURAÇÃO

A primeira etapa do processo de apuração caracterizou-se pelo cadastramento dos pontos de controle da Rede Básica.

Foram cadastrados 680 pontos de controle na fronteira da Rede Básica com tensões variando de 13,8 kV a 765 kV. As FIGURAS 3 a 5 mostram a distribuição destes pontos por região, nível de tensão e configuração de barra.

Observa-se que aproximadamente 70% dos pontos de controle encontram-se nas regiões Sul e Sudeste, sendo a região Norte responsável por apenas cerca de 6% do total.

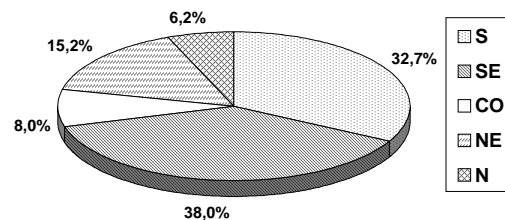


FIGURA 3 – Distribuição dos pontos de controle por região

Com relação ao nível de tensão, o gráfico da FIGURA 4 mostra a grande quantidade de pontos com tensão igual ou inferior a 138 kV, representando cerca de 70% do total.

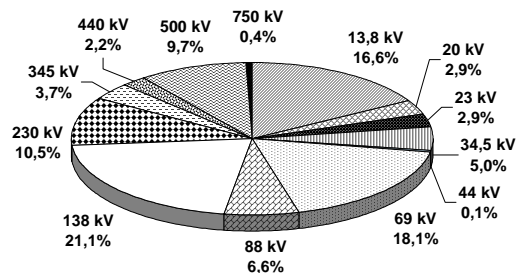


FIGURA 4 – Distribuição dos pontos de controle por nível de tensão

A FIGURA 5 mostra a distribuição dos pontos por configuração de barra, observando-se que cerca de 50% dos pontos são de barra dupla ou principal e

transferência, normalmente associados aos níveis de tensão mais baixos.

A segunda etapa do processo de apuração caracterizou-se pela definição dos procedimentos a serem seguidos pelos operadores dos centros de controle, registrados em um documento denominado *Apuração das Interrupções do Serviço da Rede Básica nos Pontos de Controle*, integrante do Módulo 10 dos Procedimentos de Rede do ONS. Para o processo de apuração foram definidas as informações a serem coletadas pelos centros de operação e armazenadas em uma base de dados. Estas informações são utilizadas no cálculo dos indicadores, bem como na gerência dos mesmos, uma vez que é de responsabilidade do ONS manter o desempenho do sistema em níveis adequados, tomando as ações necessárias para tal.

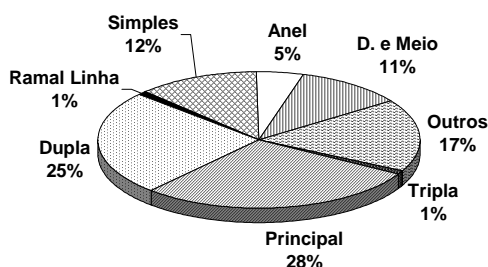


FIGURA 5 – Distribuição dos pontos de controle por configuração de barra

Quando da ocorrência de interrupção de serviço em um ponto de controle, são coletadas as seguintes informações:

1. Classificação quanto ao tipo de evento: interrupções programadas ou outras interrupções;
2. Classificação quanto a origem: interna ou externa à Rede Básica;
3. Classificação quanto ao equipamento associado a origem da ocorrência;
4. Data e hora de início e fim da ocorrência.

A apuração dos indicadores teve início em julho de 2000, tendo sido emitidos relatórios referentes aos meses de julho a dezembro de 2000. A partir de 2001 prevê-se a emissão de relatórios mensais de apuração que estarão disponíveis através da *Internet* no sítio do ONS.

4.0 – AVALIAÇÃO HISTÓRICA DO DESEMPENHO

De modo a estabelecer valores de referência dos indicadores, a serem utilizados no acompanhamento da apuração, foi realizado um levantamento histórico dos valores dos indicadores de duração e frequência de interrupção de serviço, para cada ponto de controle, referente ao período 1997-1999, fornecidos pelas empresas transmissoras.

Os valores anuais utilizados como referência em cada ponto de controle correspondem a média aritmética dos valores dos indicadores para o período avaliado. Contudo, estas informações históricas disponíveis foram tratadas e agregadas, segundo critérios estabelecidos, de modo a ter-se uma visão global e gerencial do desempenho do sistema.

Foram realizadas três agregações básicas, para as quais calculou-se as médias dos indicadores de duração e frequência: (i) valores globais; (ii) valores por nível de tensão; e (iii) valores por configuração de barramento.

A TABELA 1 mostra os valores médios globais dos indicadores considerando todos os pontos de controle, com uma duração média de interrupção de 5,72 horas por ano, e frequência associada de 2,12 ocorrências por ano. Observa-se um elevado valor para o desvio padrão, especialmente para o indicador de duração, retratando a grande dispersão de valores constantes na base de dados históricos disponível.

TABELA 1 – Valores médios globais

	DIPC (horas/ano)	FIPC (ocorrências/ano)
Média	5,72	2,12
Desvio	16,69	3,66

Uma vez que o cálculo de um único valor médio global certamente não é adequado para representação de um conjunto tão extenso e diverso de pontos de controle, estes foram agrupados por nível de tensão e por configuração de barra.

A TABELA 2 apresenta os valores médios dos indicadores calculados para os níveis de 138 kV a 500 kV. Observa-se uma grande diferença entre estes valores e os valores médios globais da TABELA 1, conforme seria esperado em virtude do elevado desvio padrão destes últimos. Observa-se também que os pontos de maior tensão possuem melhor desempenho, se comparados aos níveis de 138 kV e 230 kV.

TABELA 2 – Valores médios por nível de tensão

Tensão (kV)	DIPC (horas/ano)	FIPC (ocorrências/ano)
138	9,48	1,92
230	1,21	0,55
345	0,03	0,11
440	0,97	0,18
500	0,06	0,04

Outro tipo de agregação é apresentado na **Erro! Auto-referência de indicador não válida.**, em que são mostrados os valores médios dos indicadores calculados para diferentes tipos de configuração de barra. A exemplo dos indicadores médios por nível de tensão, observa-se que este tipo de agregação possui

melhor representatividade se comparada aos indicadores globais. Observa-se também, que de modo geral os indicadores apresentam menores valores para as configurações mais flexíveis e confiáveis, como disjuntor e meio, tripla e anel, com durações de 0,33 h/ano, 1,03 h/ano e 1,7 h/ano, respectivamente. As configurações mais simples apresentam desempenho inferior, como os arranjos de barra simples e principal e transferência, com durações de 13,6 h/ano e 7,85 h/ano, respectivamente.

TABELA 3 – Valores médios por configuração de barra

Configuração de Barra	DIPC (horas/ano)	FIPC (ocorrências/ano)
Simples	13,60	3,30
Principal	5,07	3,37
Dupla	3,57	0,85
Tripla	1,03	0,20
Anel	1,70	0,59
Disj. Meio	0,33	0,23

No momento, as médias históricas individuais calculadas com base nos valores dos indicadores obtidos dos históricos operativos estão sendo utilizadas como valores de referência, para fins de acompanhamento da apuração e gerência dos indicadores. Contudo, o tratamento e depuração da base histórica, em conjunto com as médias históricas e os resultados da apuração permitirão desenvolver e aplicar um sistema de gestão dos indicadores de continuidade que subsidiará ações por parte do ONS de modo a garantir o adequado desempenho da Rede Básica.

5.0 – APURAÇÃO DOS INDICADORES

A apuração dos indicadores teve início em julho de 2000, sendo emitidos relatórios mensais com os resultados obtidos. A TABELA 4 mostra os valores médios dos indicadores referentes aos resultados da apuração para o período de julho a dezembro de 2000.

TABELA 4 – Valores médios globais para 2000 (julho a dezembro)

	DIPC (horas)	FIPC (ocorrências)
Total	1,74	0,79
Programadas	1,21	0,20
Outras	0,53	0,58

Observou-se para este período (6 meses) uma duração média de interrupção, por ponto de controle, de 1,74 horas, sendo de 1,21 horas referentes a interrupções programadas e 0,53 horas devidos às demais interrupções. A frequência de interrupção é de 0,79

ocorrências, sendo 0,20 devido a interrupções programadas e 0,58 para as demais interrupções. Observa-se, portanto, um maior impacto das interrupções programadas nos valores finais dos indicadores. Contudo, é importante salientar que as interrupções de serviço não implicam necessariamente em interrupções de carga.

A TABELA 5 apresenta os valores médios dos indicadores calculados para os níveis de 138 kV a 500 kV. Assim como mostram os resultados obtidos a partir do histórico, observa-se que os pontos de maior tensão apresentam melhor desempenho, se comparados aos níveis de 138 kV e 230 kV.

TABELA 5 – Valores médios por nível de tensão para 2000 (julho a dezembro)

Tensão (kV)	DIPC (horas)	FIPC (ocorrências)
138	2,74	0,78
230	0,43	0,35
345	0,03	0,04
440	0,00	0,00
500	0,15	0,05

Os resultados da apuração segundo uma agregação por tipo de configuração de barra, conforme mostrados na TABELA 6, também apresentam a mesma coerência observada nos indicadores calculados a partir da base histórica, em que as configurações de barra simples e principal e transferência apresentam desempenho inferior.

TABELA 6 – Valores médios por configuração de barra para 2000 (julho a dezembro)

Configuração de Barra	DIPC (horas)	FIPC (ocorrências)
Simples	4,72	1,65
Principal	1,95	0,91
Dupla	1,30	0,31
Tripla	0,00	0,00
Anel	0,00	0,00
Disj. Meio	0,15	0,07

6.0 - PROSSEGUIMENTO DAS ATIVIDADES

Tendo o ONS a responsabilidade de garantir os padrões de desempenho da Rede Básica a todos os seus usuários, torna-se necessário não apenas apurar indicadores de desempenho, confrontando-os com padrões preestabelecidos, mas também desenvolver um sistema de gestão que permita acompanhar a evolução desses indicadores e subsidiar as ações por parte do Operador (5).

Dando prosseguimento às atividades até então desenvolvidas, e como parte deste sistema de gestão, serão estabelecidas 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 relevante.

A cada família, ou grupo de pontos de controle, estará então associada uma faixa de referência dos valores dos indicadores de duração e frequência. Estas faixas serão obtidas utilizando-se exclusivamente os dados históricos fornecidos pelas empresas transmissoras, depurados através de tratamento estatístico, devendo ser atualizadas posteriormente utilizando-se os resultados da apuração dos próximos 2 ou 3 anos.

Os resultados obtidos das avaliações de agrupamento, em conjunto com os valores apurados dos indicadores, possibilitará o acompanhamento do desempenho dos pontos de controle, verificando desvios em relação às faixas aceitáveis.

7.0 - IMPACTOS DAS ALTERAÇÕES REGULATÓRIAS E DA EXPANSÃO DA REDE

Em novembro de 2000 a ANEEL publicou a Resolução nº 433 que trata dos novos critérios para composição da Rede Básica, alterando consideravelmente sua composição no que se refere aos transformadores com tensão secundária inferior a 230 kV. Conforme pode ser notado pelo gráfico da FIGURA 4, menos de 30% dos pontos de controle possuem tensão igual ou superior a 230 kV. Sendo assim, os demais pontos (cerca de 70% do total) deixarão de pertencer a Rede Básica, devendo ser definidos novos pontos referentes ao lado primário das transformações, quando de tensão igual ou superior a 230 kV, de acordo com os prazos e condições estabelecidos na resolução. Tal fato demandará novo cadastramento dos pontos de controle, alterando significativamente a estrutura hoje existente. Outro aspecto também importante refere-se a ausência de informações destes pontos na base histórica disponível, dificultando portanto o estabelecimento de valores de referência.

Além de possíveis alterações regulatórias, também as expansões da Rede Básica, podem afetar o contorno da rede, alterando o conjunto de pontos.

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.

8.0 - CONCLUSÕES

A monitoração da qualidade de sistemas elétricos sempre foi alvo de interesse, intensificando-se com o novo modelo desverticalizado dos sistemas elétricos. Isto porque o desempenho dos agentes é continuamente acompanhado por órgãos reguladores, estando sujeitos a penalidades em caso de descumprimento ou violações de metas estabelecidas.

Para garantir o acompanhamento adequado do desempenho dos diversos setores, de geração,

transmissão e distribuição, é necessária a definição de indicadores de qualidade, para cada um destes segmentos. Nesta direção, os indicadores de continuidade de serviço fornecem aos usuários da Rede Básica uma medida de qualidade da mesma, agregando informação importante aos distribuidores, por exemplo, para o planejamento de suas redes próprias. Para uma avaliação mais abrangente e completa do desempenho da rede, são necessários também indicadores de qualidade como os de variações de tensão e distorção harmônica, dentre outros.

Num primeiro momento, levantamento histórico dos indicadores permitiu um conhecimento do comportamento passado do sistema. A avaliação e depuração destas informações, e juntamente com os resultados obtidos do processo de apuração, possibilitará ao ONS acompanhar o desempenho da Rede Básica e estabelecer ações necessárias à manutenção da qualidade quando da violação dos níveis considerados adequados.

Os primeiros resultados do processo de apuração mostram-se qualitativamente semelhantes aos resultados obtidos a partir da base histórica. Nestes casos observa-se melhor o desempenho dos níveis de tensão mais elevados e das configurações de barra com maior flexibilidade operativa.

Contudo, a dinâmica de evolução do sistema, bem como as possíveis alterações regulatórias, exigem permanente acompanhamento e aperfeiçoamento das regras relativas a qualidade do sistema elétrico Brasileiro.

REFERÊNCIAS

- (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.