



XVI SNPTEE
Seminário Nacional de Produção e
Transmissão de Energia Elétrica

STE

SESSÃO TÉCNICA ESPECIAL DE INTERFERÊNCIAS E COMPATIBILIDADE ELETROMAGNÉTICA E QUALIDADE DE ENERGIA

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA SOB PONTO DE VISTA DE VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO: UMA ANÁLISE DOS EFEITOS DA TOPOLOGIA E CARREGAMENTO DA REDE

Álvaro José Pessoa Ramos
ANDESA

Rita Kátia Delgado Medeiros
ANDESA

BRASIL

RESUMO

Os impactos que os eventos de Variação de Tensão de Curta Duração – VTCD têm provocado sobre cargas sensíveis nas modernas instalações industriais vem sendo bastante discutido com relação aos métodos de diagnóstico e solução.

É natural a percepção de que melhores padrões de QEE sejam obtidos quando se implanta um reforço de transmissão em sistemas predominantemente radiais. Este fato não é, entretanto necessariamente verdadeiro com relação ao problema de VTCD, podendo a entrada do novo circuito ter o efeito contrário das expectativas usuais.

Através da avaliação dos indicadores das Normas NRS-048, o trabalho apresenta análise de como a configuração ou topologia da rede afeta a qualidade da energia elétrica considerando sistemas tipicamente radiais.

PALAVRAS-CHAVE: Qualidade de Energia Elétrica – QEE, Rede Básica – RB, Rede Regional – RG, Variação de Tensão de Curta Duração – VTCD, Área de Vulnerabilidade - AV

1.0 - INTRODUÇÃO

Com exceção das variações de tensão de regime permanente que ocorrem devido às variações do carregamento do sistema, as variações de tensão estão, via de regra, associadas à ocorrência de perturbações no sistema elétrico.

Como são inúmeros os tipos de perturbações nos sistemas elétricos, são também diversos os tipos de variações de tensão que podem ter natureza, causas e conseqüências bem diferentes. Entretanto, curtos circuitos podem ser considerados as causas mais

freqüentes e importantes das Variações de Tensão de Curta Duração - VTCD e também a causa primeira que inicia e desencadeia os demais tipos de variações de tensão, tipo oscilatória, sustentada, etc [01] e [06].

Consideraremos, portanto, uma VTCD como a variação de tensão em um barramento causada durante um curto circuito em algum ponto do sistema. A VTCD é caracterizada de forma simples pela magnitude e duração conforme proposto preliminarmente pelo Grupo de QEE/ONS.

As VTCD são responsáveis pela interrupção de cargas sensíveis instaladas em uma área (AV - Área de Vulnerabilidade) na qual as VTCD ficam abaixo do nível suportável pelas cargas. A área de vulnerabilidade associada a um barramento de referência e a um certo patamar de tensão, representa a área geográfica do sistema elétrico dentro da qual, a ocorrência de defeitos resulta em valores de tensão (em qualquer das fases) no barramento de referência, abaixo do patamar considerado. Quando designamos AV-80% por exemplo, nos referimos à área de vulnerabilidade referente ao patamar de VTCD de 80%. Para cada tipo de defeito, monofásico, trifásico ou outros, temos uma área de Vulnerabilidade.

Assim, quando tratamos de uma AV, estamos nos referindo a um certo barramento, a um certo patamar de tensão e a um determinado tipo de defeito.

O conceito de AV é muito útil, pois possibilita uma visualização da região do sistema elétrico onde a ocorrência de defeitos pode provocar interrupção de cargas sensíveis que estão conectadas ao barramento de referência, desde que seja conhecido o valor mínimo de tensão tolerada pela carga. Observemos

que, se conhecemos as taxas de falhas anuais de defeitos nas linhas de transmissão que se encontram dentro da área de vulnerabilidade, podemos obter uma estimativa de Incidência Anual de Interrupções da carga sensível conectada no barramento de referência. Este indicador corresponde a incidência anual de VTCD abaixo do nível de sensibilidade da carga.

2.0 – AVALIAÇÃO DA QEE QUANTO À VTCD

A contagem anualizada das VTCD verificadas em um certo barramento representa a forma mais simples de expressar quantitativamente a QEE neste barramento quanto a VTCD. A contagem das VTCD que estão abaixo de um certo nível (por exemplo, 80%), proporcionaria uma estimativa de interrupções de cargas sensíveis à este patamar de tensão que estariam conectadas neste barramento. Estas premissas não se aplicam, a rigor, considerando que as cargas estão de fato na baixa tensão e não sujeitas precisamente à VTCD analisada [01].

A agregação das VTCD apuradas no período de um ano por faixa de magnitude e por duração constitui a base das Normas Sul Africanas - NRS 048 [02], [01].

Neste trabalho, analisaremos a influência da configuração do sistema na QEE de um barramento através dos indicadores da NRS 048. Os conceitos associados e as interpretações dos indicadores são discutidos em detalhes na referência [01].

Para facilidade de consulta, a Figura 2.1 ilustra a definição dos indicadores propostos na referência [01] que são praticamente os próprios NRS 048.

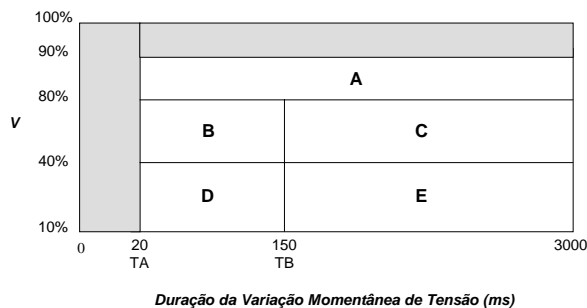


FIGURA 2.1 – INDICADORES DE VTCD SEMELHANTES À NRS 048.

Tratando-se de um barramento da rede básica (RB), os parâmetros B e D representam a incidência anual de VTCD causadas por defeitos na RB nas respectivas faixas de valores, considerando que os tempos de eliminação de defeitos na RB são inferiores a $T_A=150$ ms.

Os indicadores C e E representam a incidência de VTCD causados por defeitos nos sistemas regionais (RG) nas faixas correspondentes de magnitude. Esta interpretação permite verificar as parcelas associadas

à RB e à RG que compõem o total de incidências de VTCD no barramento.

3.0 – TOPOLOGIA DOS SISTEMAS

3.1 Sistemas Radiais

Embora se possa falar em sistema interligado brasileiro, muitos dos sistemas de transmissão que atendem a áreas em diversas regiões do país são de naturezas predominantemente radiais.

O aspecto típico de um sistema predominantemente radial é aquele apresentado na Figura 3.1. Definimos como sistema tronco, a parte do sistema de transmissão compreendido entre o centro de geração e a carga sensível. Nesta área, os defeitos na sua quase totalidade irão resultar em VTCD severas em todo o sistema a "jusante", resultando em interrupções de cargas sensíveis instaladas nesta região. É interessante destacar que a construção de novas linhas no sistema tronco não modifica significativamente esta característica ao mesmo tempo em que aumenta a extensão total de linhas susceptíveis à defeitos. Isto significa, paradoxalmente, que um reforço na transmissão contribui para degradar a QEE quanto ao número de interrupções de cargas sensíveis para defeitos na rede básica.

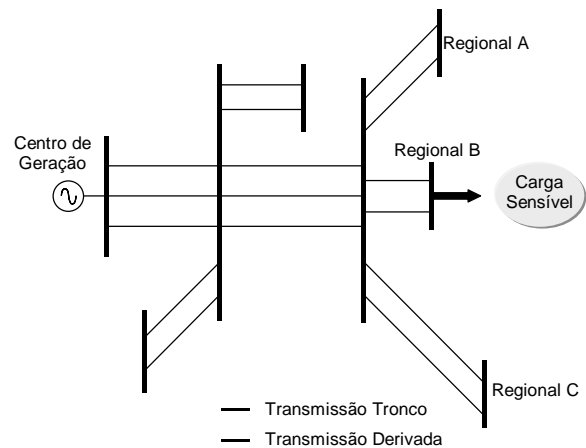


FIGURA 3.1 – ESTRUTURA DE UM SISTEMA TIPICAMENTE RADIAL.

É importante destacar que, ao contrário do acima descrito, a incorporação de um circuito de transmissão adicional no tronco (rede básica), resulta em ganhos apreciáveis de qualidade da energia sob os demais aspectos, tais como confiabilidade/continuidade de serviço, variações de tensão em regime permanente, etc.

Por outro lado, a magnitude das variações de tensão sentidas por cargas sensíveis instaladas no extremo do sistema radial, para defeitos nos sistemas regionais, depende da robustez, ou potência de curto circuito do ponto de conexão do regional ao sistema tronco. Assim, a incorporação de novos circuitos no tronco de transmissão reforça a potência de curto

circuito, reduzindo a magnitude das VTCD e, em consequência o número de interrupções das cargas sensíveis. Depreende-se, pois, que um reforço na transmissão traz significativos benefícios para a QEE quanto ao número de interrupções de cargas sensíveis para defeitos que ocorrem nos RG. Mostra-se também que a operação dos sistemas radiais operando com carregamento excessivamente elevado, pode produzir uma degradação da QEE, pois ocorre uma ampliação da área de vulnerabilidade para defeitos na distribuição [03]. Nestes casos, o reforço na transmissão traz ainda maior benefício por eliminar este problema, como tratado mais adiante.

Assim, o efeito predominante de um reforço na rede básica, considerando defeitos na rede básica e na distribuição, dependerá das taxas de falhas e das extensões de linhas da rede básica e da distribuição. Destacamos também o fato óbvio de que sistemas de distribuição que são derivados de barramentos próximos ao centro de geração são os mais beneficiados “pela configuração”, seja porque desfruta de maior potência de curto circuito e são, portanto mais robustos para defeitos na distribuição, seja pela menor extensão de linhas susceptíveis à defeitos, ou seja, menor área de vulnerabilidade dentro da rede básica. É oportuno já destacar, que os indicadores da norma sul africana refletem esta realidade, diferenciando os níveis de QEE (quanto à VMT) dos barramentos em função da sua localização no sistema. Esta é, certamente, a mais importante virtude destes indicadores.

3.2 Sistemas Interligados

A estrutura geral de um grande sistema interligado/rede básica e os regionais/distribuição é mostrado na Figura 3.2. Em geral os sistemas regionais ou de distribuição são predominantemente radiais e não têm interligação (não fecham anéis) entre si.

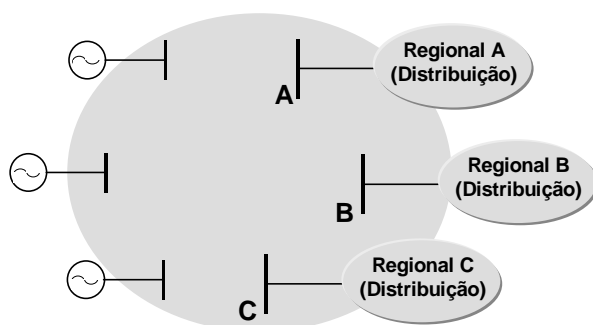


FIGURA 3.2 – ESTRUTURA GERAL DE UM SISTEMA INTERLIGADO.

Para tal estrutura podemos afirmar apenas que novas linhas incorporadas na rede básica que elevam a potência de curto nos barramentos de conexão com a distribuição (barramentos A, B, C da Fig. 4.2), contribuem para reduzir a severidade das VTCD em diversos pontos do sistema para curtos circuitos na distribuição. Para defeitos dentro da rede básica, não se pode “a priori” avaliar o efeito da inclusão de novas linhas na rede básica.

Os procedimentos descritos anteriormente podem ser usados para se fazer uma avaliação para cada caso específico, determinando-se os indicadores da NRS 048 para o sistema sem e com a nova linha. Isto significa que é viável se avaliar os impactos do planejamento da expansão sobre a QEE em cada barramento do sistema, através do cálculo dos indicadores propostos pela NRS 048.

4.0 – SISTEMA ANALISADO

Os efeitos a que nos referimos qualitativamente podem ser verificados de forma quantitativa através da obtenção dos indicadores B, C, D e E para variações na configuração da rede. Para isto, será utilizado um sistema hipotético mostrado na Figura 4.1 que guarda estreita semelhança com um sistema real existente, onde os barramentos são denominados por nomes de frutas.

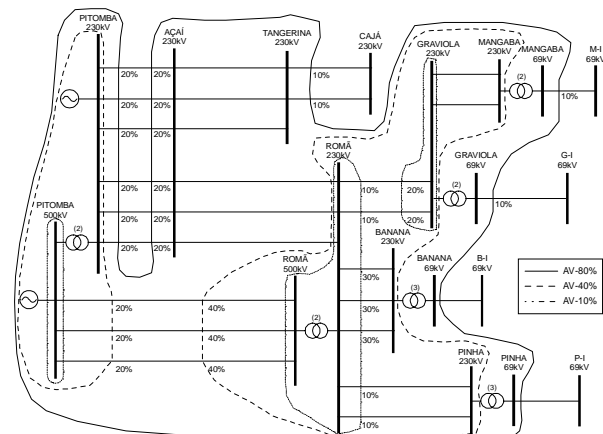


FIGURA 4.1 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA ESTUDADO E INDICAÇÃO DAS ÁREAS DE VULNERABILIDADE DE 80%, 40% E 10% REFERENTE AO BARRAMENTO GRAVIOLA 230kV.

Os parâmetros elétricos são próprios de projetos convencionais de linhas 230kV, 500kV e 69kV. As taxas de falha utilizadas (0,8; 1,6 e 6,1 falhas/100km/ano para linhas 500kV, 230kV e 69kV respectivamente) são fictícias, embora dentro de faixas compatíveis com os valores encontrados nos sistemas reais.

Uma análise geral da configuração nos permite verificar que, para o barramento monitorado Graviola 230kV, tem-se um sistema tronco 230kV da barra de 230kV formam um sistema derivado, onde reforços com novas linhas não se refletem em elevação de potência de curto circuito no barramento monitorado ao mesmo tempo em que defeitos nestas linhas se refletem de forma atenuada devido à proximidade da barra Açai. Observamos que as linhas Romã – Pinha constituem também um sistema derivado, porém de uma barra afastada da geração (Romã 230kV) e portanto bem mais sensível à defeitos.

4.1 Caso Base

Monitorando o barramento Graviola 230kV, as áreas de vulnerabilidade correspondentes a defeitos trifásicos e referentes aos níveis de tensão 80%, 40% e 10% são indicadas na Figura 4.1 através de contornos designados na legenda indicada. Estes níveis de VTCD são aqueles considerados nas normas sul africanas. Os valores dos indicadores obtidos para os casos estudados são apresentados na Tabela 4.1. Observamos que a incidência de defeitos entre a área de 80% (traço cheio) e a área de 40%, delimitada pelo tracejado pontilhado, corresponde a B + C, onde B contabiliza os defeitos na RB e C na RG ocorrentes dentro desta região entre a AV80% e AV40%.

TABELA 4.1 – VALORES OBTIDOS DOS INDICADORES (INCIDÊNCIA ANUAL DE VCTD) NRS-048 REFERENTE AO BARRAMENTO GRAVIOLA 230KV PARA OS CASOS ESTUDADOS.

Indicadores	BASE	C1	C2	C3	C4	C5
A	44.2	52.3	26.4	41.1	47.0	33.5
B	34.1	10.9	54.2	34.1	31.2	18.8
C	8.1	8.1	3.1	11.2	14.6	0.0
D	12.4	13.8	12.7	13.9	13.0	3.3
E	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

C1 – Eliminação de Seccionamento.

C2 – Fechamento de Anel.

C3 – Adição de Circuitos a Jusante do Barramento Monitorado.

C4 – Remoção de Circuitos 500kV do Sistema Tronco.

C5 – Geração em Barramento Terminal.

Um consumidor sensível que sofre interrupção para VTCD abaixo de 80%, sofreria, em princípio, B + D = 46,5 interrupções causadas por defeitos na RB e C + E = 8,1 interrupções causadas por defeitos nos RG. A possibilidade de fornecer uma estimativa de interrupções representa um dos mais significativos atributos dos indicadores considerados.

O valor E=0,0 indica que nenhum defeito nas RG são capazes de provocar uma VTCD no barramento monitorado abaixo de 40% e poucos (C=8,1) resultam em VTCD neste barramento na faixa 40 – 80%.

geração até a barra monitorada e um sistema tronco paralelo em 500kV. As linhas Açai – Tangerina e Cajá

Observamos também que, entre os barramentos com circuitos paralelos, pode existir extensão de linhas fora da AV, como indicado na Figura 4.1 entre Pitomba e Romã 500kV e Pitomba e Açai 230kV. Quanto mais longas forem as linhas (maior impedância entre o ponto de defeito e os terminais da linha) e mais forte a potência de curto circuito do barramento de chegada, maior será a extensão das linhas paralelas fora da AV (“buraco na AV”).

4.2 Caso 1 (C1) – Eliminação de Seccionamento

Este caso mostra a influência de seccionamentos em linhas na QEE, eliminando-se o barramento AÇAÍ 230kV.

Os efeitos imediatos da eliminação do seccionamento são a redução da potência de curto circuito do barramento Romã e Graviola (monitorado) 230kV. Como consequência, os defeitos nos RG tendem a ter maior efeito nas VTCD sentidas nos barramentos da RB. No presente exemplo, este efeito é reduzido não se refletindo quantitativamente nos indicadores.

As extensões de linhas paralelas fora da AV-40% entre os barramentos Pitomba e Romã 500kV (caso base) tende também a diminuir, efeito este que se reflete no aumento do indicador D de 12,4 (caso base) para 13,8.

Por outro lado, a eliminação do seccionamento Açai 230kV deixa de fora da AV-80% toda a extensão dos circuitos Açai – Tangerina 230kV e parte dos circuitos adjacentes situados internamente a esta AV no caso base. Este fato se revela pela redução do indicador B do valor 34,1 para 10,9.

4.3 Caso 2 (C2) – Fechamento de Anel

A adição de dois circuitos entre os barramentos Cajá e Graviola 230kV, fechando um anel, representa um impacto significativo na topologia da rede. Isto resulta em uma elevação na potência de curto circuito em Graviola 230kV que é o barramento monitorado, reduzindo os efeitos de defeitos no RG sobre as VTCD observadas no barramento monitorado. Este fato se manifesta através da redução dos indicadores A (de 44,2 para 26,4) e C (8,1 para 3,1).

Na configuração do caso base, os defeitos em todo o eixo Açai Cajá 230kV se fazem sentir no barramento monitorado através de Açai 230kV que é um barramento forte por se encontrar eletricamente muito próximo da fonte.

Com o fechamento do anel, os defeitos neste eixo se refletem com mais severidade nas VTCD do barramento Graviola. De fato, as AV-80% englobam totalmente as linhas adicionadas e passa a envolver toda a extensão dos circuitos Tangerina – Cajá, que no caso base tem apenas 10% dentro desta AV-80%. O indicador B evolui de 34,1 (caso base) para 54,2 expressando quantitativamente este fato acima

descrito, lembrando que os circuitos em 500kV estão Com relação a AV-40% observamos que parte dos circuitos adicionados ficam dentro desta AV ao mesmo tempo em que uma certa extensão das linhas 500kV passam a ficar fora em decorrência do aumento da potência de curto circuito no barramento monitorado. Estes efeitos se compensam de forma que o indicador D permanece praticamente no mesmo valor (12,7 e 12,4 para o caso base).

4.4 Caso 3 (C3) – Adição de Circuitos a Jusante do Barramento Monitorado

A adição de circuitos a jusante do barramento monitorado não contribui para elevar a potência de curto circuito deste barramento ao mesmo tempo em que eleva a extensão de linhas próximas a este barramento vulnerável a defeitos.

Sendo as linhas adicionais conectadas diretamente ao barramento monitorado, toda a sua extensão se encontra dentro da AV-40% resultando na elevação do indicador D de 12,4 (caso base) para 13,9 ao mesmo tempo em que não afeta o indicador B que mede a incidência de VTCD na faixa de 40 – 80%. Ademais, estas linhas adicionais aproximam eletricamente os circuitos do RG atendido a partir deste ponto, elevando o indicador C de 8,1 (caso base) para 11,2.

4.5 Caso 4 (C4) – Remoção de Circuitos 500kV do Sistema Tronco

A remoção de um circuito de 500kV tem como principal resultado a diminuição da potência de curto circuito do barramento monitorado elevando a influência de defeitos do RG. O indicador C expressa este fato elevando-se de 8,1 (caso base) para 14,6.

A remoção de um dos circuitos 500kV apresenta dois efeitos contrários. Com relação aos circuitos remanescentes de 500kV verifica-se um alargamento da AV-40% elevando a extensão destas linhas dentro desta AV. Esta extensão de linha é ligeiramente superior ao trecho de linha que foi removido de modo que o indicador D se eleva discretamente de 12,4 (caso base) para 13,0.

Por outro lado, a redução da extensão da linha retirada é parcialmente compensada pelo aumento da extensão das linhas Pitomba – Açaí 230kV dentro da AV-80% de forma que o indicador B tem uma redução pequena de 34,1 (caso base) para 31,2. Como mencionado antes, a diminuição da potência de curto em Graviola 230kV resulta em diminuição da extensão das linhas paralelas do tronco, fora da AV-80% (linhas Pitomba – Açaí 230kV, Figura 4.1).

4.6 Caso 5 (C5) – Geração em Barramento Terminal

A instalação de uma geração no barramento Mangaba 230kV modifica substancialmente a configuração e performance do sistema quanto a VTCD. Esta é uma forma de elevar significativamente a potência de curto dos barramentos terminais do sistema radial sem

totalmente dentro da AV-80% em ambas situações. aumentar a extensão de linhas, o que representa ganhos de QEE sobre todos os aspectos.

De fato observamos da Tabela 4.1 que todos os indicadores melhoram significativamente. Defeitos nos RG não são mais capazes de provocar VTCD sobre o barramento monitorado e as VTCD abaixo de 40% se limitam a 3,3 anualmente, que é o valor do indicador D.

5.0 – EFEITOS DO CARREGAMENTO DO SISTEMA

As simulações realizadas utilizam metodologia consagrada para avaliação de VTCD, através de programas de curto circuito especiais [04] e [5].

Estes programas em geral não representam as cargas e quando o fazem é através de impedância constante. Assim, os efeitos do carregamento do sistema de transmissão sobre a sensibilidade das tensões, em particular nos barramento extremos do sistema não são adequadamente considerados.

Em condições críticas de carregamento, os controles das tensões se tornam difíceis o que constitui condições típicas de instabilidade de tensão. Em condições semelhantes e mesmo menos críticas, os defeitos nos RG passam a ter efeitos maiores do que aqueles apontados pelo cálculo simples de curto circuito. Este fato se expressa como se ocorresse uma ampliação das AV. É importante destacar que a determinação das AV nestas condições torna-se bastante complexa mesmo para defeitos equilibrados [03].

6.0 – COMENTÁRIOS GERAIS

A análise dos casos apresentados permite-nos verificar que mudanças na topologia do sistema por adição, remoção de circuitos no tronco, a jusante do barramento monitorado, fechamento de anel e muitas outras, resultam, via de regra, em efeitos diversos elevando e/ou reduzindo as AV.

O entendimento separadamente destes efeitos é possível para um sistema relativamente simples como o utilizado aqui. Ademais, o confronto destes efeitos depende também das taxas de falhas das linhas que passam a ter um papel de fator de ponderação, dando mais peso às linhas com maiores taxas de falhas.

O efeito final de cada mudança na topologia pode, portanto, ser bastante complexo para se obter um prognóstico.

A determinação dos indicadores aqui usados, que são basicamente aqueles da NRS 048, demonstra ser um método efetivo e simples para uma avaliação dos impactos de manobras no sistema e entrada de novas obras sobre a QEE referente à VTCD. Esta representa uma ferramenta valiosa nos estudos de planejamento da operação e planejamento da expansão dos sistemas.

7.0 – CONCLUSÕES

Os indicadores das normas sul africanas se prestam para avaliação dos impactos da QEE quanto ao problema de VTCD resultantes de mudanças na configuração do sistema. Isto representa uma metodologia valiosa para utilização nos estudos de planejamento da operação e da expansão dos sistemas elétricos, considerando-se aspectos de QEE.

Esta metodologia pode também ser muito útil para análises prospectivas de alternativas para mitigação de problemas de QEE para consumidores com cargas sensíveis. Separação de barramentos, instalação de compensadores síncronos e muitas outras alternativas podem ser verificadas e seu efeito quantificado através da metodologia apresentada.

A metodologia utiliza taxa de falhas para o cálculo dos indicadores. Os resultados são sensíveis a estes parâmetros de modo que valores confiáveis são requeridos para a aplicação da metodologia. Este representa certamente a maior dificuldade, em curto prazo, para aplicação desta metodologia.

Como consequência da conclusão anterior, consideramos de vital importância que esforços sejam desde já empreendidos para a constituição de banco de dados que possibilitem disponibilizar a taxas de falhas estatisticamente consistentes a partir de históricos adequados.

8.0 – BIBLIOGRAFIA

- (01) RAMOS, A.J.P. "Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica: Estado-da-Arte e Proposição de Indicadores", Relatório Final 3, Setembro 2000.
- (02) NORMAS DA ÁFRICA DO SUL - NRS 048-2: 1996, "Electricity Supply – Quality of Supply, Part 1: Minimum Standards".
- (03) RAMOS, A.J.P., LIRA, D.P. "Power Quality Degradation Caused by Congested Transmission System and Dynamic Loads", International Power Quality Conference, Boston, USA, Outubro 2000.
- (04) "ANAFAS – Análise de Falhas", Manual do Usuário – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL.
- (05) "VISAGE - Um SOFTWARE para Avaliar Depressões de Tensão", J. P. G. Abreu, J. C. C. Noronha, J. M. de Carvalho Filho, XV SNTPEE, Foz do Iguaçu, Outubro de 1999.
- (06) BOLLEN, "Understanding Power Quality Problems", Livro, IEEE Press, Agosto de 1999.