

Análise de Falhas de Transformadores em Redes Aéreas de Distribuição

Guilherme Filippo, João. I. P. Ávila, Leila G. T. Queiroz

Resumo – Este trabalho apresenta uma análise estatística expedita das ocorrências de falhas de transformadores da rede de distribuição da Bandeirante Energia. Foram avaliadas cerca de 1.500 falhas ocorridas durante 32 meses seguidos, de maio de 2005 a dezembro de 2007. A análise procurou identificar os padrões de ocorrências de falhas no tempo (aspecto sazonal), no espaço (aspecto local) e suas causas. O principal objetivo deste trabalho é apontar os fatores e condições mais prováveis de ocasionarem falhas de transformadores no âmbito da Bandeirante Energia. Os índices de falhas foram apurados de forma bastante detalhada. Através de análise de regressão de múltiplas variáveis é possível prever ocorrências de falhas pelas áreas da concessão ao longo do ano.

Palavras-chave – análise estatística, manutenção, taxa de falhas, transformadores de distribuição.

I. INTRODUÇÃO

Este trabalho vem em consequência de parte do projeto de P&D B44, ciclo 2004/2005, intitulado “Desenvolvimento de metodologia e software para avaliação de desempenho de equipamentos e instalações”, executado pela UNESP – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, com interveniência da FDCT – Fundação para Desenvolvimento da Ciência e Tecnologia, tendo o suporte financeiro da Bandeirante Energia.

No que diz respeito a redes de distribuição em média e baixa tensão, foi desenvolvido um sistema para gerenciamento de informações de manutenção (SGIM – DI) com dois módulos específicos, sendo um para *FALHAS* e outro para *DEFEITOS*. O módulo *DEFEITOS* é voltado para inspeções visuais e instrumentais da rede. Ele é apresentado noutro trabalho submetido a este Congresso.

O módulo *FALHAS* consiste de um banco de dados (BD) contendo informações sobre todas as falhas de equipamentos, dispositivos e materiais ocorridas na rede.

Como equipamentos e dispositivos são considerados todos os elementos de rede georeferenciados: transformador, banco de capacitores, regulador de tensão, religadora, chave faca e chave fusível. Como materiais são considerados apenas os elementos mais importantes da rede: poste, cruzeta, isolador, para-raio, cabo, conector e estais.

As informações são capturadas do sistema de gestão de ocorrências da rede. Após a captura, os dados passam por

um algoritmo de mineração das informações antes do armazenamento no BD. Os seguintes dados das ocorrências de falhas são armazenados: elemento falhado, data, hora, referência ou instalação georeferenciada mais próxima, circuito, município, conjunto, condições climáticas, causa, ações executadas, nº de consumidores afetados, etc. As ocorrências causadas por agentes estranhos à rede e ao seu meio envolvente são descartadas, ex: abaloamento, vandalismo, tentativa de furto, etc. O BD é atualizado periodicamente, geralmente a cada 3 meses.

Além dos dados das ocorrências capturadas automaticamente, o SGIM – DI permite o fornecimento de informações complementares, tais como: características dos elementos, fabricante, ano de fabricação e diagnóstico sumário da falha. Essas informações são fornecidas pela equipe de atendimento da ocorrência através da WEB. Os dados complementares são padronizados, de forma que basta clicar nas opções oferecidas na tela do computador do usuário. Essas informações podem ser fornecidas a qualquer tempo.

O acesso para consultas ao BD também é feito pela WEB. Existem diversos filtros pré-construídos que permitem ao usuário selecionar as ocorrências de falhas para cada tipo de elemento em base temporal e/ou espacial. Para a base temporal existe a opção entre datas ou horas. Para a base espacial as opções podem ser por CMD, município ou circuito. Os resultados podem ser exportados no formato xls para fins de tratamento estatístico. Também é possível gerar relatórios no formato pdf.

Este trabalho apresenta um estudo estatístico de falhas de transformadores com base nos dados armazenados no SGIM – DI entre maio de 2005 e dezembro de 2007. Ao todo foram tratadas 1.532 falhas no período em questão. Foi dada ênfase sobre os aspectos espaciais, sazonais e casuais das falhas. Não são analisadas falhas em relação a fabricantes de equipamentos e materiais. Vale notar que o sistema desenvolvido permite análises semelhantes para quaisquer outros elementos da rede.

Todavia, antes da análise é preciso uma rápida revisão sobre as etiologias e características das falhas de transformadores com vistas a se ter alguma percepção do que se deve esperar dos resultados.

II. ETIOLOGIA DAS FALHAS

A taxa de falha de elementos de rede de distribuição de energia elétrica pode ser definida com a relação entre o número de elementos falhados de um conjunto, durante um período determinado, e a população desse conjunto, [1]. Geralmente o período para apuração é de um ano. A taxa de falha de um dado elemento pode ser apurada desde conjuntos que envolvam toda a população da concessão até um que seja delimitado por um único circuito. A taxa de falha também

¹ Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL), realizado em Belém/PA, no período de 22 a 24 de junho de 2009.

Guilherme Filippo trabalha na UNESP – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá (e-mail: gflippo@feg.unesp.br).

João I. P. Ávila e Leila G. T. Queiroz trabalham na Bandeirante Energia (e-mails: joao.avila@enbr.com.br e leilaqueiroz@enbr.com.br).

pode ser calculada para conjuntos que tenham os elementos agrupados em função da idade.

A literatura é farta sobre taxa de falhas para transformadores de redes MT. A título de orientação, as concessionárias de distribuição podem ser classificadas em função da taxa de falha anual de transformadores, como “melhores”, “regulares” e “piores”, [2], conforme mostra a tabela I.

Tabela I. Taxa de falhas típicas de transformadores.

“melhores”	“regulares”	“piores”
0,2%	1,0%	3,0%

As etiologias das falhas de transformadores podem ser agrupadas em 4 raízes: envelhecimento, inadequação, fadiga e surtos. Muitas vezes as etiologias se apresentam de forma combinada.

A. Envelhecimento

Transformadores de distribuição, à semelhança de qualquer outro equipamento, apresentam uma tendência de aumento da taxa de falha à medida que envelhecem. Por outro lado, a taxa de falha também costuma ser mais elevada no início da vida – falha hereditária. Tais falhas se devem a problemas de fabricação para transformadores novos, ou de reparação para transformadores recuperados. Assim, costuma-se atribuir três fases com categorias distintas de falhas em função da idade dos equipamentos. Fase 1: falha hereditária. Fase 2: falha aleatória, com taxa baixa e aproximadamente constante. Fase 3: falha por degradação, com taxa crescente. Essas fases são bem caracterizadas pela conhecida curva “banheira”, [3].

A figura 1 apresenta a taxa de falha anual em função da idade a partir dos dados reportados para um universo de 180.000 transformadores, [3], com idade de até 37 anos. Nesse caso reportado o desempenho pode ser considerado como excepcional, com taxa de falha de apenas 0,14%. Sendo assim, o gráfico foi parametrizado para uma taxa igual a 1% de modo a poder ser utilizado em qualquer situação, substituindo o valor 1% pela taxa de falha média real do conjunto de interesse. A equação (1), obtida por regressão polinomial, apresenta a taxa de falha (λ) em função da idade do transformador (x). Embora o coeficiente de regressão não seja alto ($R^2 = 0,73 < 0,8$), a equação pode servir como uma primeira avaliação.

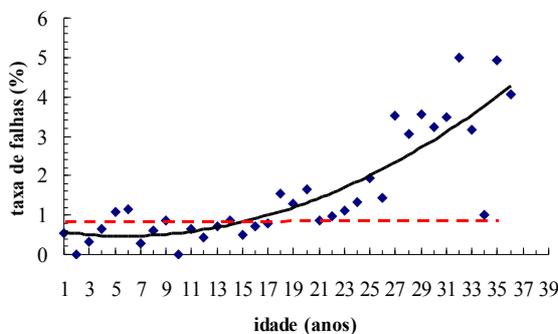


Figura 1. Taxa de falha (%) de transformadores em função da idade.

$$\lambda = 0,0042.x^2 - 0,048.x + 0,609 \quad (1).$$

Pode-se observar que transformadores com 35 anos de vida apresentam taxa de falha cerca de 4 vezes superior à

taxa de falha média do conjunto em questão. Observa-se que o formato “banheira” não é muito nítido, embora a taxa de falha nos primeiros anos de vida, fase 1, seja discretamente maior que na fase 2. A fase 3 começa a partir dos 17 anos, aproximadamente. Quanto maior o rigor na recepção de novos transformadores menor será a taxa de falha hereditária.

Recente pesquisa da Copel, [4], indicou taxas de falhas hereditárias elevadas. As principais razões identificadas foram:

- umidade elevada no papel isolante, indicando falta de qualidade no processo de secagem da parte ativa,
- uso de fio esmaltado com classe térmica inferior a 180 C,
- degradação precoce do óleo e do papel isolante.

Existem relatos de falhas hereditárias devido a presença de corpos estranhos ou desajustes de montagem que dificultam a circulação do óleo pelo interior do transformador.

B. Inadequação da Instalação

Uma instalação de unidade transformadora é considerada inadequada quando apresenta alguma violação em relação aos padrões e normas de projeto ou montagem. Nesse caso o transformador não está adequadamente protegido, ou não é apropriado para atendimento da carga. Existe algum tipo de não-conformidade da instalação. Entre as violações mais comuns destacam-se:

- pára-raio inexistente, desconectado ou fora de padrão,
- aterramento do tanque ou neutro desconectado,
- resistência de aterramento elevada (> 100 ohms),
- elo fusível desajustado,
- comutador de tensão em posição errada,
- potência inferior à carga.

A Copel, [4], estima que 6% das falhas de transformadores podem ser atribuídas à não-conformidade da instalação.

Em 2004, a Bandeirante, [5], examinou duas ocorrências de falhas massivas decorrentes de tempestades. Ao todo, 35 transformadores falharam em duas tempestades distintas. Foi identificado algum tipo de não-conformidade com pára-raios em 11 posições, ou seja, 29% das instalações afetadas. Também foram identificadas 11 posições com resistência de aterramento consideradas como não-conformes.

C. Fadiga

É razoável presumir que cerca de 90% das falhas em transformadores de distribuição estejam associadas à perda de capacidade de isolamento ou interrupção das bobinas. O isolamento de papel impregnado a óleo apresenta uma tendência de degradação química e mecânica com a temperatura, [6]. O óleo isolante também fica sujeito à degradação química. Esses fenômenos são cumulativos, sendo mais severos quanto maior for a temperatura. A ação deletéria do sobreaquecimento resulta num envelhecimento acelerado do transformador que acaba por causar falhas precoces.

A temperatura interna do transformador varia continuamente em função da variação da carga e da temperatura ambiente. A variação da carga depende das características das unidades consumidoras alimentadas pelo transformador. Em certos momentos, a temperatura interna pode se elevar a ponto de apresentar algum grau de degradação do isolamento e do óleo. Essa variação contínua de longo termo leva à fadiga térmica.

Em caso de sobrecarga, o nível da temperatura interna se eleva de forma mais acentuada, acelerando ainda mais o

processo de degradação. Tem sido reconhecido que falhas causadas por sobrecargas por curto intervalo de tempo (horário de ponta) são raras, [7], guardados os limites estabelecidos pelas normas técnicas.

Os transformadores também estão sujeitos ao choques térmicos, resultantes de variação abrupta da temperatura por breve intervalo de tempo. Os efeitos deletérios para o isolamento são os mesmos da fadiga.

A elevação de temperatura devido a curto-circuito externo leva à formação de gases indesejáveis a partir do óleo e do papel isolante. Eventualmente podem causar recozimento dos condutores. Durante o curto-circuito são desenvolvidos importantes esforços de natureza eletrodinâmica sobre as bobinas que podem causar um estado de ruptura incipiente do isolamento, [8]. Embora se trate de um fenômeno de curta duração, a dissipação do calor gerado é bem mais lenta, contribuindo para o efeito cumulativo. Quanto maior o número de curtos-circuitos sofrido pelo transformador, mais ele será susceptível a falhar.

Quando um transformador é religado surgem dois tipos de choques térmicos. O primeiro se refere ao transitório de partida – *inrush current*, que pode variar entre 6 a 25 vezes a corrente nominal, dependendo da característica da carga, [6]. Embora se trate de um fenômeno de curtíssima duração, gera pontos quentes nas bobinas, com o resfriamento se dando de forma mais lenta. O segundo choque térmico se deve ao *cold-load pickup*. Trata-se de fenômeno de curta duração que pode demorar dezenas de minutos. Surge uma sobrecarga temporária devido à perda do fator de diversidade das cargas e do deslocamento de utilização de energia pelos consumidores devido à interrupção do fornecimento. Essa sobrecarga pode atingir até 300% da carga esperada para o momento, [6].

Além da fadiga pelos choques térmicos de aquecimento, pode existir o choque térmico de resfriamento. O resfriamento abrupto surge rotineiramente no verão, quando chuvas de fim de tarde atingem o transformador que estava aquecido pela combinação de carga, radiação solar e temperatura ambiente elevadas. Toda sobrecarga transitória reduz a rigidez dielétrica devido à formação de gás no óleo originadas no ponto quente do enrolamento, [9]. Esse problema se torna mais severo se houver uma repentina queda da pressão interna do óleo ocasionada pelo resfriamento abrupto, aumentando dramaticamente a formação momentânea de gases. A combinação de sobrecarga (permanente ou transitória) e resfriamento abrupto pode reduzir o NBI do transformador em até 50% do seu valor original, [9]. Esforços mecânicos devido à retração diferenciada dos materiais também podem contribuir com a degradação do isolamento.

A degradação do óleo isolante resulta da formação de subprodutos devido a descargas parciais e temperaturas elevadas. Esses subprodutos se apresentam na forma de gases dissolvidos e partículas de carbonização, os quais contribuem para redução da rigidez dielétrica do óleo, [10].

Recente medição da rigidez dielétrica de uma amostra de 224 transformadores retirados da rede mostrou que os valores medidos seguem distribuição normal, com $\mu = 30,2$ kV/2,5mm e $\sigma = 10,5$ kV/2,5mm, [10]. Disso se conclui que pode existir um número significativo de transformadores com rigidez dielétrica do óleo abaixo do recomendado pelas normas (30 kV/2,5mm).

O mais relevante é a indicação de que existe correlação linear entre o histórico de desligamentos de um transformador e a rigidez dielétrica do óleo, conforme (2). Maior o número de desligamentos, menor a rigidez dielétrica do óleo.

$$z = -0,226.k + 33,46 \quad (2),$$

onde: z é a rigidez dielétrica (kV/2,5mm), k o número de desligamentos do transformador ao longo do tempo considerado, assumindo uma rigidez de 50 kV/2,5mm para óleo novo ou reciclado.

Este estudo reforça a tese sobre os efeitos danosos dos desligamentos (choque térmico) sobre a vida de transformadores de distribuição.

D. Surtos

Descargas atmosféricas nas proximidades de um transformador podem atingir a rede (descargas diretas) ou a vizinhança (descargas induzidas). Em ambos os casos serão impostos surtos de tensão e corrente no primário e no secundário. As características desses surtos são diferenciadas em função do ponto de impacto, ou seja, direto/induzido e primário/secundário e da intensidade. Formas de ondas desses surtos são sugeridas na literatura, [11] – [13]. Surtos no primário podem se propagar para o secundário e vice-versa. Os modos de falhas causadas por surtos decorrentes de descargas atmosféricas são complexos e algumas vezes contraditórios, [14]. Os surtos, especialmente os induzidos, têm um certo grau de dependência do próprio sistema elétrico: aterramento, comprimento do secundário, tipo de carga, sistema de proteção, etc.

Um transformador pode sofrer sobretensões de diversas outras origens além de descargas atmosféricas. Foi estimado, [15], que descargas atmosféricas podem ser responsáveis por 60% dos eventos de sobretensão num transformador, 40% ocorrem por outros motivos.

Já é bem estabelecido que existe forte correlação em base mensal entre o total de desligamentos (momentâneo e permanente) e a quantidade de descargas atmosféricas para regiões com elevada densidade de descargas ($d > 9$ descargas/km²/ano), [16]. Para regiões com densidade baixa ($d < 2,5$) ou média ($2,5 < d < 5,0$) essa correlação simplesmente não existe. Embora as descargas atmosféricas possam ter relação com falhas de transformadores (causa direta ou indireta), não existe correlação entre a taxa de falha e a densidade de descargas, [15].

Ao longo de 3 anos foram monitorados todos os desligamentos de cerca de 2500 transformadores na Flórida, [15], numa região com índice médio de 10,2 descargas/km²/ano. Nesse período o índice de falhas foi de 0,79%. Concluiu-se que 0,25% das falhas foram causadas por ação de descargas, ou seja, elas foram responsáveis por 31,5% das falhas registradas. Num vão de transformador de 100 m (2x50m), 8,3% das descargas atmosféricas causaram falhas.

Esses resultados levaram a discussões muito interessantes sobre falhas causadas ou relacionadas com descargas atmosféricas. É provável que muitos transformadores, com falhas atribuídas a descargas atmosféricas, falharam em consequência da degradação do isolamento causada por eventos anteriores de descargas, choques térmicos ou fadiga acumulada.

Também foi relatado, [14], que cerca de 10% das falhas causadas por surtos tiveram como causa original algum grau

de perda de vedação. O aumento do teor de umidade no interior do tanque propicia redução da rigidez dielétrica do óleo.

Há quem afirme que 50%, e possivelmente mais, das falhas de transformadores causadas por descargas atmosféricas se deva a surtos no secundário, [9]. Tais surtos podem se propagar para o primário causando diminutas rupturas no isolamento, produzindo curto-circuito entre espiras adjacentes e, às vezes, pequenos arcos. Geralmente, a tensão no secundário fica mais elevada por um período aleatório devido à perda de espiras no primário. O surto no secundário não leva a uma falha imediata, [18]. Entretanto, o arco interno pode progredir com o passar do tempo, tornando o transformador mais vulnerável, seja pela formação de gases no óleo, seja pela redução da rigidez dielétrica do isolamento. A utilização de pára-raios no secundário tem sido recomendada em diversas situações, [9], [14], [17] – [18].

Tem sido publicado, [12], [17], que algumas falhas por surto de origem atmosférica de devem à extensão de cabos entre os terminais do transformador e o topo do pára-raio (l_1), e da base deste ao ponto de conexão com o aterramento do tanque do transformador (l_2). A Estimativas da sobretensão nos terminais do transformador (E_t) são apresentadas em (3) e (4). A taxa de subida do surto no terminal do transformador é representada por S_A e v é a velocidade de propagação da onda. O valor da sobretensão no terminal do transformador será a tensão residual do pára-raio (U_P) acrescida de uma componente devida à reflexão da onda. No máximo, essa componente será igual à própria U_P , [19].

$$E_t = U_P + S_A \left(\frac{l_1 + l_2}{v} \right) \quad (3)$$

$$p/ S_A.(l_1+l_2)/v < U_P.$$

$$E_t = 2.U_P \quad (4)$$

$$p/ S_A.(l_1+l_2)/v > U_P.$$

Um outro tema que permanece em debate, [9], [14], [15], diz respeito à maior vulnerabilidade de transformadores com enrolamentos não entrelaçados.

III. CARACTERIZAÇÃO DAS FALHAS

A literatura é escassa em caracterizar os componentes falhados de transformadores. Uma detalhada análise realizada nos anos de 1984 e 1985 na Inglaterra e País de Gales, [3], envolvendo 255 transformadores de distribuição de poste (11kV/415V) falhados encontrou os seguintes tipos de danos em componentes:

- 70% enrolamentos (primário e secundário),
- 17% conexões de ligação das bobinas,
- 10% buchas,
- 4% óleo isolante,
- 2% tanque e/ou radiador,
- 1,5% outros problemas,
- 3% sem identificação.

A soma é superior a 100% dado que alguns transformadores apresentaram mais de um tipo de dano.

Extenso trabalho de pesquisa desenvolvido na Austrália, [17], classificou os tipos de faltas que levaram à falhas de transformadores, conforme segue:

- (1) falta na bucha e/ou cabos de conexão MT,
- (2) falta para terra no enrolamento MT,
- (3) falta entre espiras/camadas no enrolamento MT,

(4) falta na bucha e/ou cabos de conexão BT,

(5) falta para terra no enrolamento BT,

(6) falta entre espiras/camadas do enrolamento BT.

Cerca de 70% das falhas envolvia as faltas dos tipos 3, 6 e combinação de 3 e 6. Da observação de 1089 transformadores falhados, 45% apresentaram faltas exclusivamente na MT, 28% apenas na BT e 27% apresentaram faltas combinadas em MT e BT.

Em recente trabalho de P&D desenvolvido entre a Bandeirante e Inpe, [5], foram examinados 1571 transformadores falhados entre 2001 e 2005. Através de exame visual do estado das bobinas nas oficinas reparadoras foram diagnosticados os seguintes tipos de falhas:

- 39% curto-circuito interno,
- 19% curto-circuito externo,
- 30% sobrecarga,
- 12% descarga atmosférica.

Nenhum outro tipo de dano (buchas, conexões, óleo, tanque, radiador e comutador) além do enrolamento foi relatado. Aparentemente o rompimento de conexão nas ligações das bobinas está incluído dentro da classe “curto-circuito interno”.

IV. FALHAS NA BANDEIRANTE ENERGIA

Nesse estudo foram examinadas todas as ocorrências de falhas em transformadores da área de concessão da Bandeirante Energia no período compreendido entre maio de 2005 e dezembro de 2007. Foram registradas 1562 falhas de transformadores nesse período. Não foram computadas as falhas que tiveram como causa ocorrências alheias ao sistema elétrico e seu ambiente envolvente. Assim, foram excluídas falhas ocasionadas por atos de vandalismos, abalroamentos, tentativa de furto, etc. Falhas atribuídas a descargas atmosféricas e quedas de árvores foram computadas, bem como todas aquelas relacionadas com fenômenos que envolvem o entorno do sistema elétrico.

A estrutura da Bandeirante se divide em 2 Regionais – Alto Tietê e Vale do Paraíba (inclui Litoral Norte), 7 Centros de Manutensão da Distribuição (CMDs) localizados nas cidades de Guarulhos (GUR), Suzano (SUZ), Mogi das Cruzes (MCR), São José dos Campos (SJC), Taubaté (TAU), Guaratinguetá (GUR) e Caraguatatuba (CAR). São atendidos 28 municípios, com cerca de 1,4 milhão de unidades consumidoras. A rede de distribuição conta com 47 subestações que alimentam 427 circuitos. O número médio de estações transformadoras existentes no período era de 45.000, aproximadamente. Portanto, a taxa anual média de falhas para o período foi de 1,3%. De acordo com a tabela I, o desempenho pode ser considerado como “regular”. Por outro lado, segundo tradicional levantamento de desempenho de concessionárias brasileiras realizado pela Revista Eletricidade Moderna, [20], foi apontado que, entre empresas do porte da Bandeirante, a taxa média de falhas de transformadores foi de 2,50% no ano de 2007, com um mínimo de 1,16% e máximo de 6,32%. A revista considerou que uma taxa de 1,50% pode ser considerada como modelo.

A. Aspectos Geográficos

A taxa média de falhas apurada para toda a concessão foi de 1,3% ao ano, para o período considerado. Todavia, a regional Alto Tietê apresentou uma taxa de 1,8%, enquanto na

regional Vale do Paraíba foi de 0,9%. Na regional VP existem cerca de 25.000 estações transformadoras, contra 20.000 na regional AT. Diferença significativa para uma mesma concessão. A regional AT se caracteriza por ter maior altitude, maior densidade de descargas atmosféricas, maior densidade demográfica e ar mais poluído.

A tabela II mostra o número de falhas no período, o total de estações transformadoras instaladas (2005), e taxa média de falhas anual (%) para cada CMD.

Tabela II. Distribuição de falhas pelos CMD

CMD	Total falhas	Total trafos	Tx. falhas
SJC (VP)	319	11183	1,1%
TAU (VP)	132	5300	1,0%
GUR (VP)	92	5401	0,6%
CAR (VP)	66	2760	0,9%
GUL (AT)	321	7579	1,6%
SUZ (AT)	248	5185	1,8%
MCR (AT)	354	6993	1,9%

A discrepância entre CMDs é acentuada. O CMD de Guaratinguetá apresenta uma taxa de falhas de 0,6%, enquanto Mogi das Cruzes e Suzano a taxa é de 1,9%, ou seja, o triplo de Guaratinguetá. A taxa de falhas do município de Guaratinguetá é de 0,5%, enquanto no município de Mogi das Cruzes a taxa é de 2,15%. Além das diferenças já apontadas entre as regionais, a proporção de transformadores na zona rural de Mogi é muito maior que de Guaratinguetá. Essa diferença de 4 vezes vai exigir uma análise comparada.

Em resumo, a variação de desempenho chega ser o dobro entre regionais, o triplo entre CMDs e o quádruplo entre municípios. A geografia das falhas tem importância para estudos que possam levar à melhoria do desempenho do sistema.

Foram quantificadas as falhas por subestações, isto é, por circuitos vinculados a subestações e por cada circuito individualmente. O propósito dessa medida é obter um melhor refinamento das posições geográficas das falhas.

O total de falhas em circuitos vinculados a 8 subestações fizeram com que elas apresentassem taxas superiores a 2,0%, com um total de 383 falhas no período considerado, ou seja, cerca de 25% do total de falhas de toda a concessão.

Foram identificados 37 circuitos, cerca de 8,7% dos 427 existentes, com taxas superiores à média da concessão, ou seja, 1,3%. Todos esses circuitos tiveram 593 falhas registradas no período, ou 38% do total da concessão. A taxa média de falhas desses circuitos foi de 2,34%, com um total de 9531 posições transformadoras, cerca de 21% da população da concessão. Todos esses circuitos tiveram 10 ou mais falhas no período. A tabela III apresenta os desempenhos dos 9 piores circuitos do conjunto, todos com taxas superiores a 3,0%.

Vale observar que 135 circuitos não apresentaram sequer uma falha. Circuitos com uma única falha foram 55. Com duas falhas foram 47. Sendo assim, pouco mais da metade dos circuitos (55,5%) apresentou excelente desempenho, com taxa de falha inferior a 0,5% ao ano.

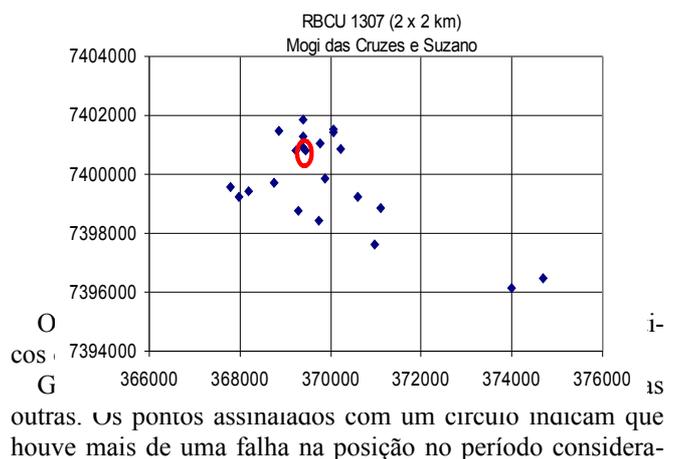
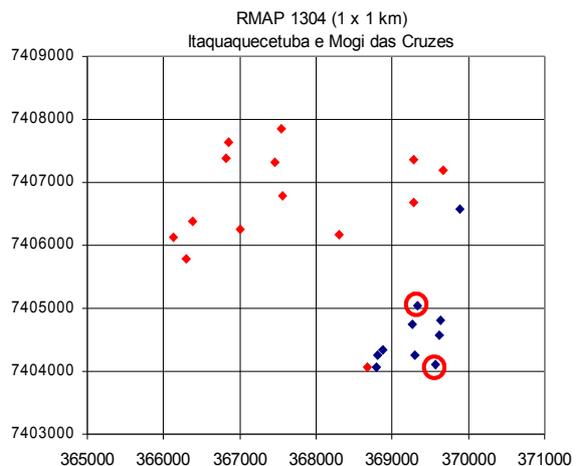
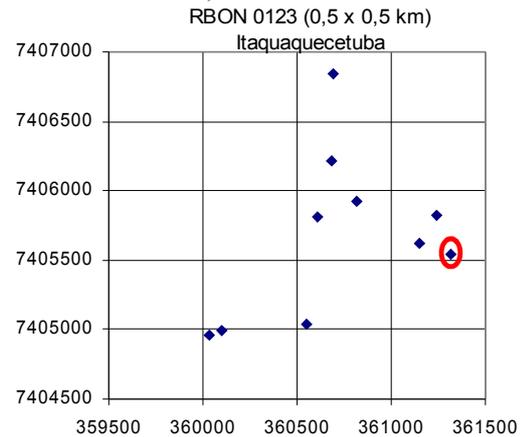
Fica evidente que menos de 10% dos circuitos comprometem o desempenho de toda a concessão. A maioria desses circuitos concentra-se em regiões bem delimitadas da concessão.

Tabela III. Circuitos com os piores desempenhos.

Circuito	Total de falhas	Taxa de falhas
----------	-----------------	----------------

RBON 0123	12	7,8%
RMAP 1304	27	4,9%
RBCU 1307	24	4,1%
RPOA 1307	11	3,8%
RINP 1302	14	3,5%
RBCU 1303	10	3,5%
RBIR 1303	21	3,4%
RSUZ 1309	14	3,4%
RVJS 0102	10	3,1%

A figura 2 mostra uma visão do posicionamento geográfico das falhas dos 3 piores circuitos e os respectivos municípios. As coordenadas X, Y são dadas em metros.



Os pontos assinaiaados com um circulo maicam que houve mais de uma falha na posição no período considera-

do. Há uma inquestionável vulnerabilidade geográfica. Essas posições estão localizadas próximas às margens da Rodovia Airton Senna, nos municípios de Mogi das Cruzes, Suzano e Itaquaquecetuba. As falhas dos circuitos RMAP 1304 e RBCU 1307 são bastante próximas, conforme mostra a figura 3.

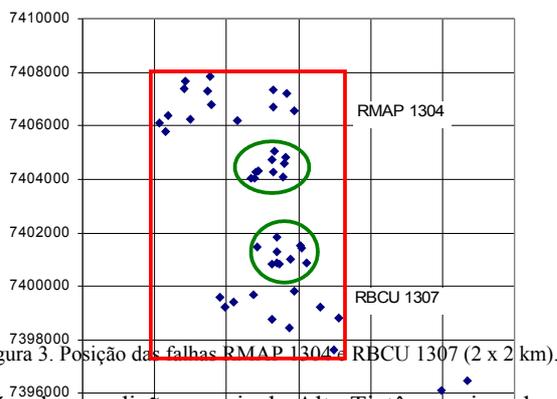


Figura 3. Posição das falhas RMAP 1304 e RBCU 1307 (2 x 2 km).

Além das condições gerais do Alto Tietê mencionadas anteriormente, as regiões apontadas também se caracterizam por serem da periferia, transição entre zona urbana e rural, tendo a maioria das unidades consumidoras classificadas como de baixa renda. As causas apontadas para as falhas desses circuitos são, pela ordem: descarga atmosférica, deterioração de equipamento e sobrecarga.

B. Aspectos Sazonais

A figura 4 mostra o gráfico com o número de falhas para cada mês do período entre maio de 2005 (mês 1) e dezembro de 2007 (mês 32).

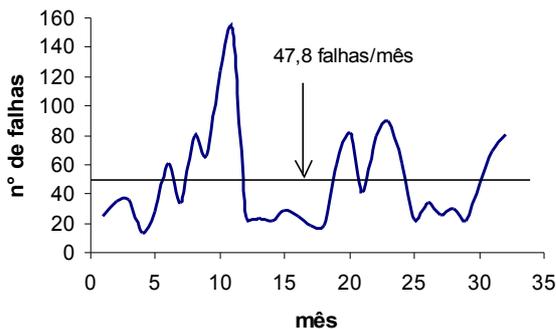


Figura 4. Evolução mensal de falhas registradas no período.

O número médio de falhas no período foi de 47,8. O máximo de ocorrências aconteceu em março de 2006, com 151 falhas. Através de técnicas de dessazonalização pode-se dividir o ano em duas “estações” distintas de ocorrências de falhas. Estação baixa, de meados de abril até meados de outubro do mesmo ano. Estação alta, de meados de outubro até meados de abril do ano seguinte.

A figura 5 mostra o número médio diário de falhas, ao longo de cada mês do ano.

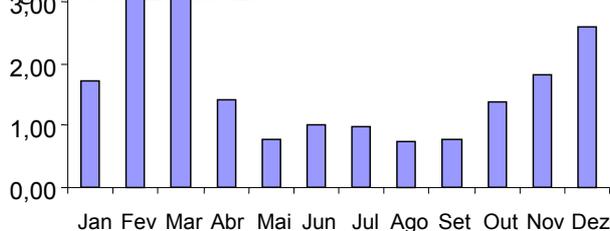


Figura 5. Média diária de falhas.

A média diária foi de 1,73 com desvio padrão de 1,10. Os meses de fevereiro e março são os mais críticos, praticamente idênticos, seguidos pelo mês de dezembro. Os meses de novembro e janeiro têm praticamente o mesmo comportamento. Nos meses de “estação baixa” a média mensal foi de 24 falhas/mês. Nos meses de “estação alta” a média chegou a 78 falhas/mês. Na “estação alta” o número de falhas é cerca de 3 vezes superior à “estação baixa”. As razões são óbvias: tempestades e temperatura ambiente mais elevada.

A figura 6 mostra a evolução de falhas no período para os municípios de Mogi das Cruzes e Guaratinguetá. Observa-se que o sistema de Mogi é muito mais vulnerável aos aspectos sazonais que Guaratinguetá.

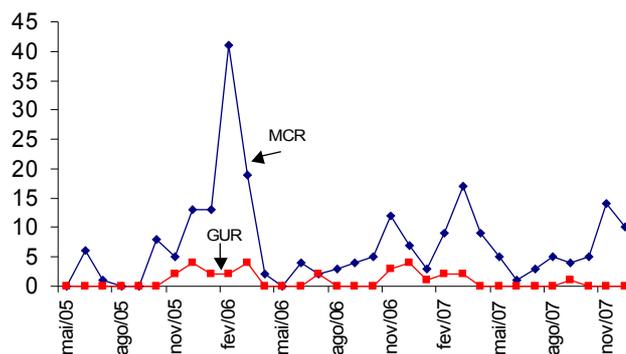


Figura 6. Evolução das falhas – MCR e GUR.

Pelo exposto, é conveniente definir um índice de vulnerabilidade sazonal (IVS) que possa ser aplicado para identificar os circuitos mais vulneráveis. Esse índice foi definido como a relação entre o número de falhas registradas na “estação alta” e número de falhas totalizadas no ano. Para o biênio 2006/2007 o IVS da Bandeirante foi de 0,75.

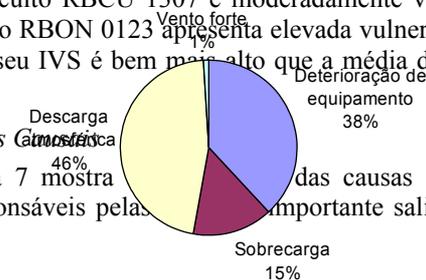
Tomando o caso dos 3 circuitos com os piores desempenhos apontados no item anterior, os respectivos IVS são:

- RBON 0123 => IVS = 0,89,
- RMAP 1304 => IVS = 0,73,
- RBCU 1307 => IVS = 0,81.

O IVS do circuito RMAP 1304 está abaixo da média da concessão, portanto não se trata de um circuito ao qual a elevada taxa de falhas possa ser atribuída às intempéries sazonais. O circuito RBCU 1307 é moderadamente vulnerável. Já o circuito RBON 0123 apresenta elevada vulnerabilidade, posto que seu IVS é bem mais alto que a média da concessão.

C. Aspectos Causais

A figura 7 mostra as causas apontadas das falhas. É importante salientar que



essas causas são atribuídas pelas equipes de manutenção responsáveis pelo atendimento das ocorrências. Essa informação deve servir apenas como um indicador preliminar, posto que o diagnóstico feito é expedito, sem exames posteriores mais detalhados para confirmação. Basicamente as falhas são atribuídas a descargas atmosféricas, deterioração do transformador e sobrecarga, pela ordem.

Figura 7. Atribuição de causas para falhas de transformadores.

D. Outros Aspectos – Falhas Massivas

Existem dias em que as ocorrências de falhas de transformadores são extremamente elevadas. Essas falhas massivas ocorrem tipicamente no verão e estão associadas a tempestades abrangentes. Geralmente são tempestades associadas à aproximação de sistemas frontais ou zonas de convergência. Foi definido que eventos de falhas massivas ocorrem quando se registram mais de 10 falhas num intervalo de 24 horas. Não é incomum que esses eventos persistam por um intervalo acima de 48 horas seguidas.

No período considerado foram registradas 148 falhas nessas situações, ou seja, 9,5% do total das falhas. A tabela IV mostra essa totalização.

Tabela IV. Totalização de falhas massivas.

Mês	Eventos	Tot. falhas	Tot. mass.	Mass./total
Dez/05	2	80	21	26,3%
Fev/06	2	124	59	47,6%
Mar/06	2	151	34	22,5%
Fev/07	1	80	10	12,5%
Mar/07	2	90	24	26,7%

Grosso modo ocorrem 2 eventos de falhas massivas nos meses de fevereiro e março. O maior evento foi em fevereiro de 2006, começou no dia 7 e continuou até o dia 9. Foram 37 falhas em cerca de 60 horas. Geralmente as ocorrências massivas se restringem a uma certa região. No caso do evento mencionado, a área atingida envolveu um arco ao sul de Mogi das Cruzes, passando por Biritiba Mirim, Suzano, Ferraz de Vasconcelos e Itaquaquecetuba, conforme mostra a figura 7.

A tabela V mostra os circuitos com as maiores taxas de falhas em eventos massivos no período. Estão apontados apenas os circuitos com mais de 20% das falhas totais ocorridas em eventos massivos. Apenas o circuito RBCU 1303 está listado na tabela na tabela V. Para este circuito 40% das falhas ocorreram em eventos massivos. Trata-se de circuito altamente vulnerável a tempestades. É de supor que as falhas sejam causadas por curtos-circuitos externos em consequência de ventos fortes e descargas atmosféricas.

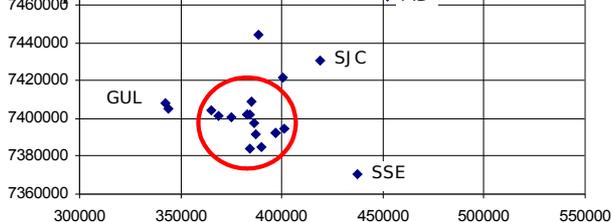


Figura 7. Localização das falhas em 8/2/2006 (AT e VP).

Tabela V. Relação entre falhas massivas e totais.

Circuito	Falhas mass.	Falhas total	Mass./total
RBCU 1303	4	10	40,0%
RCAC 1308	5	15	33,3%
RJCE 1301	6	21	28,6%
RCSO 1301	3	11	27,3%
RVSL 1303	3	13	23,1%
RCSO 1307	8	35	22,9%
RBIR 1305	3	14	21,4%
RGUE 1301	4	19	21,1%
RJCE 1312	4	19	21,1%

A título de curiosidade, o circuito RBON 0123, que apresenta a pior taxa de falha (7,8%) e tem um IVS de 0,89 não é susceptível a eventos de falhas massivas. Já o circuito RBCU 1307 com IVS de 0,81 apresenta 16,7% de suas falhas em ocorrências de eventos massivos, ou seja, seu mau desempenho pouco se relaciona com esses eventos climáticos.

E. Outros Aspectos – Falhas Repetidas

Um outro problema detectado diz respeito à ocorrência de mais de uma falha na mesma posição. Um transformador falhado é substituído e, após um tempo, ocorre outra falha na mesma posição. Esse tempo pode variar desde algumas horas até vários meses. Existem alguns casos em que se contabiliza até 4 falhas na mesma posição dentro do período considerado. Esse problema é mais comum na regional Alto Tietê, chegando quase a 10% do total de falhas. Na regional Vale do Paraíba esse índice é da ordem de 1%.

Esse problema é mais intenso no município de Guarulhos. Cerca de 16% das falhas no período de 32 meses ocorreram em posições repetidas. No município de Itaquaquecetuba essa percentagem é de 7%. No caso específico de Guarulhos, ainda existem muitas estações transformadoras em delta (aberto e fechado). Sendo assim, nem todas as falhas podem ser consideradas como reincidência, embora ocorram na mesma posição. Além da idade dessas instalações, é pertinente lançar suspeitas preliminares de sobrecargas decorrentes de consumidores clandestinos. Inadequações pontuais nas instalações também são possíveis. Se a base de dados fosse mais ampla, isto é, o período de análise fosse mais longo, esses percentuais poderiam ser maiores.

F. Outros Aspectos – Vida Pretérita

Foram selecionados 10 transformadores que falharam ao final do ano de 2007. Foram escolhidas as 10 primeiras falhas registradas a partir do dia 20/12/2007. Para cada um deles foram verificadas eventuais ocorrências registradas no histórico entre maio de 2005 e dezembro de 2007, especial-

mente com relação a desligamentos. A tabela VI sintetiza o resultado dessa pesquisa de antecedentes. Dessa amostra, 7 sofreram pelo menos 1 desligamento num período de até 30 meses anteriores à falha. Esses transformadores sofreram fadiga térmica e/ou elétrica antes da falha. É possível que alguns até já estivessem num estado de falha incipiente. No caso da posição 8 essa situação era patente. O tap foi alterado anteriormente por reclamação de tensão elevada. Dez meses após essa ação o transformador falhou. É quase certo que já havia curto-circuito entre espiras e/ou camadas do enrolamento primário.

Quanto maior a fadiga sofrida pelo transformador maior será a possibilidade de falha. Mesmo num município como Guaratinguetá, com excelente desempenho, 50% dos transformadores falhados foram vítimas de algum tipo de fadiga dentro dos 30 meses antecedentes ao evento fatal. Na Flórida, a taxa de desligamentos individuais de estações transformadoras pela atuação da proteção fusível é de 4% ao ano, [15]. No município de Guaratinguetá essa taxa é estimada em 7%, [21]. Em tese, um transformador deveria ter um desligamento individual a cada 14 anos, aproximadamente.

Tabela VI. Antecedentes de ocorrências de transformadores falhados.

Posição	Data	Causa	Antecedentes
1	20/12/07	Deterioração	Sem ocorrência
2	20/12/07	Deterioração	Desl. 22/10/07 – descarga
3	23/12/07	Deterioração	Subst. 20/06/07 – Vaz. Óleo, Desl. 15/7 e 7/10/07 sobrecarg
4	22/12/07	Descarga	Subst. 22/11/06 – deterioração
5	21/12/07	Descarga	Desl. 27/03/06 – furto
6	22/12/07	Descarga	Desl. 9/8 e 13/11/06 – árvore
7	21/12/07	Descarga	Sem ocorrências
8	22/12/07	Deterioração	Mudança TAP 12/2/07 - deterioração
9	21/12/07	Descarga	Desl. 29/10/07 – furto
10	24/12/07	deterioração	Sem ocorrências

G. Outros Aspectos – Descargas Atmosféricas

De acordo com a percepção de atendentes de ocorrências, as descargas atmosféricas responderam por 46% das falhas de transformadores, conforme a subseção C. Um dos levantamentos mais precisos encontrados na literatura indica que as descargas respondem por cerca de 31.5% das falhas, num local com 10 descargas/km²/ano, [15]. A indicação de que 12% das falhas de transformadores foram devidas às descargas, seção III, parece pouco. É provável que muitas falhas classificadas como curto-circuito interno tenham sido causadas por descargas.

É possível estimar a quantidade de descargas diretas e indiretas que atingem anualmente a rede elétrica, [22]. Na equação (5) N indica o número de descargas que atinge a rede diretamente [descargas/100km/ano], N_g indica a densidade de descargas atmosféricas [descargas/km²/ano], h a altura média da rede [m], b a largura da rede [m], S_f o fator de blindagem, assumido igual a 0,4.

$$N = N_g \cdot \left(\frac{28 \cdot h^{0,6} + b}{10} \right) \cdot (1 - S_f) \quad (5)$$

Com base em dados do Inpe, [23], pode-se admitir para a regional Alto Tietê $N_g = 7,8$ descargas/km²/ano, e para a regional Vale do Paraíba $N_g = 4,0$ descargas/km²/ano.

Considerando uma rede com neutro aterrado e com CFO de 150 kV, a densidade de descargas indiretas seria de 0,5 descargas/100km/ano para $N_g = 1,0$.

Assumindo os valores de densidade de descargas para AT e VP, a estimativa de descargas, diretas e induzidas, que atingem a rede seria de 76,5 descargas/100km/ano para o Alto Tietê e 40,8 descargas/100km/ano para o Vale do Paraíba.

Tendo em conta um vão médio por transformador de 80 m (2 x 40 m), a densidade de descarga por transformador seria de 0,061 descargas/trafo/ano e de 0,033 descarga/trafo/ano para Alto Tietê e Vale do Paraíba, respectivamente.

Considerando uma população de 20000 estações transformadoras para o AT e de 25000 para VP, conclui-se que cerca de 1220 estações são atingidas por descargas atmosféricas a cada ano na regional Alto Tietê. Para o Vale do Paraíba esse índice é estimado em 825. Admitindo que 8,3% das descargas que atingem um vão de transformador causam falhas, [15], o resultado esperado seria de 101 falhas/ano para AT e 68 falhas/ano para VP. Essa estimativa indica que seriam esperadas cerca de 167 falhas de transformadores/ano devido a descargas atmosféricas, ou seja, 29% do total de falhas registradas anualmente.

V. RELAÇÕES CAUSAIS DAS FALHAS

Foi testada a existência de correlação entre taxa de falhas de transformadores e densidade de descargas atmosféricas. A taxa média de falha para cada município da concessão foi confrontada com a respectiva densidade de descargas a partir de dados do Inpe, [23]. O coeficiente de correlação foi de apenas 0,42 ($R^2 < 0,8$). Portanto, não existe correlação direta entre taxa de falhas e descargas atmosféricas. Quando muito poderia ser dito que cerca de 40% das falhas podem ter alguma relação com descargas atmosféricas.

Também foi levantado o percentual de transformadores em estado de sobrecarga por município, [5], independentemente da intensidade dessa sobrecarga. Não foi encontrada correlação direta entre taxa de falhas e percentagem de transformadores em estado de sobrecarga ($R^2 = 0,21 < 0,8$). Quando muito pode ser dito que cerca de 20% das falhas de transformadores poderiam ter alguma relação com o estado de sobrecarga.

Existe algum grau de correlação entre a taxa de falhas e o DEC ($R^2 = 0,67$). Quanto ao FEC, não existe correlação ($R^2 = 0,20$).

Ao longo da seção IV ficou claro que as falhas de transformadores de distribuição podem ser susceptíveis à localização (inclusive com repetição de falhas na posição), aos efeitos sazonais (inclusive com eventos massivos), descargas atmosféricas e fadiga por sobrecarga e desligamentos, conforme descrito na seção III. Além disso, a idade média também tem seu peso na taxa de falhas.

Foram feitas várias tentativas para verificar eventuais correlações entre diversos parâmetros e a taxa de falhas de transformadores. Obteve-se um resultado satisfatório mediante regressão múltipla ($R^2 = 0,87$) envolvendo os seguintes parâmetros, (6):

- FEC (x_1),

- DEC (x_2),
- densidade de descargas (x_3),
- percentagem de transformadores com sobrecarga superior a 130% (x_4),
- população de transformadores (x_5).

Os parâmetros tiveram que ser agrupados pelos conjuntos de apuração dos índices de continuidade de fornecimento (DEC e FEC). Deve-se observar que esse agrupamento pode ter carregado algum erro de aproximação, como o da densidade de descargas, entre outros.

$$\lambda = 0,005286 - 0,00054.x_1 + 0,001049.x_2 + 0,00039.x_3 + 0,081527.x_4 - 7.10^{-7}.x_5 \quad (6).$$

Guardadas as observações anteriores, é possível algum grau de previsão de falhas mediante a aplicação de (6). Essa previsão pode ser feita por conjuntos de apuração de índices DEC e FEC, por CMDs, por regionais e para a concessão.

VI. BENEFÍCIOS ESPERADOS

A Bandeirante já desenvolveu outros projeto de P&D relacionados com falhas de transformadores de distribuição. Como resultado, o índice de desempenho vem melhorando de forma consistente, [5], [24].

A partir dessa análise expedita pode se dar início ao desenvolvimento de novas estratégias de ações por parte dos setores de manutenção e engenharia da empresa. O resultado esperado é a contínua redução da taxa de falhas de transformadores, com conseqüências naturais sobre os índices de qualidade do fornecimento e redução de custos de manutenção, com sua óbvia contribuição para a modicidade tarifária. Essas estratégias oferecem diferentes graus de complexidade e esforço para sua implementação. Elas podem ser agrupadas quanto as seguintes naturezas: preventiva, logística e desenvolvimento.

Entre as estratégias preventivas, destacam-se:

- a) protocolo para substituição de transformadores falhados. No ato da substituição verificar detalhadamente as condições da instalação (para raios, cabos e conexões de aterramento, ajuste do elo fusível e distância da vegetação) e tomar as providências necessárias de adequação. Manter a distância dos cabos entre a bucha do transformador e para raio inferior a 3 m. Se houver suspeita de sobrecarga, medir a corrente no secundário do transformador após 5 minutos da religação. Caso a corrente seja superior a 120% da corrente nominal para instalações urbanas, ou 150% para instalações rurais, a possibilidade de sobrecarga estará confirmada. Verificar se houve falha anterior na posição nos últimos 5 anos com suspeita de sobrecarga. Em caso positivo, correr o secundário para verificar indícios de ligações clandestinas ou fraudes.
- b) protocolo para ocorrências de variação de tensão. Se for identificado que o transformador é a causa de ocorrências de sobre ou sub tensão, deve-se programar a sua substituição. Ou ele está em estado de sobrecarga, ou mais provavelmente já existe falha incipiente estabelecida no isolamento do primário e/ou secundário. A falha total num futuro próximo será inevitável.
- c) identificação anual dos circuitos e áreas críticas. Selecionar os 20 circuitos com os piores desempenhos em termos de falha de transformadores. Classificar esses circuitos pelo

IVS (índice de vulnerabilidade sazonal). Identificar os circuitos mais sujeitos a falhas durante eventos massivos, ou seja, aqueles que apresentem mais de 20% do total das falhas por ocasião desses eventos. Visualizar (mapear) essas falhas através do GIS para identificar as áreas geográficas de maior ocorrência de falhas. Essa identificação deve ser feita todos os anos, com base num histórico de 36 meses de registros.

d) programação de inspeções visuais e termográficas. Os circuitos considerados críticos deveriam ser inspecionados no mês de setembro. As inspeções devem dar especial atenção às estações transformadoras (vazamento de óleo, estado das buchas, corrosão do tanque e radiador). As ações de manutenção preventiva teriam que estar concluídas ao final do mês de outubro.

e) identificação de *hot points* de descargas atmosféricas. Em certas micro regiões (cerca de 2 km x 2 km) podem ocorrer anomalias que elevam em muito a densidade de descargas atmosféricas em relação à média da região. É preciso verificar junto às bases de dados INPE/RINDAT se existem tais *hot points* dentro das áreas críticas. Se houver, serão necessárias providências de engenharia, entre elas: aumentar o NBI dos transformadores, aumentar o CFO da rede local, melhorar a blindagem da rede, etc.

Com relação à logística deve-se destacar especialmente a melhoria de eficiência ao atendimento nas ocorrências de eventos massivos. Durante esses eventos as falhas se dispersam por toda a concessão, entretanto, parece haver uma maior concentração em determinadas áreas. A identificação dessas áreas críticas permite a locação otimizada de recursos de manutenção corretiva (materiais, equipamentos e pessoal). É preciso chamar a atenção para o fato de que, aparentemente, as tempestades tem sido mais intensas e frequentes, possivelmente decorrentes dos efeitos das alterações climáticas. Por isso, conforme mencionado anteriormente, essas áreas precisariam ser identificadas anualmente. Falhas massivas concentradas dependem de uma complexa combinação entre a qualidade e integridade da rede, a intensidade da tempestade e o ambiente envolvente (vegetação, topografia e altitude). Evidentemente que essa logística especial seria acionada a partir de alertas meteorológicos.

Dentro das ações de logística para eventos massivos caberia o desenvolvimento de um dispositivo mecânico, com acionamento manual, para fazer a retirada de transformador do poste (*tear down*). Assim, uma equipe de manutenção leve adiantaria a tarefa, e o tempo, da equipe de manutenção pesada deslocada para a substituição.

A estratégia de desenvolvimento deve ser iniciada por uma análise das raízes de falhas dos transformadores. Para isso seria necessário um estudo estatístico envolvendo uma amostra de transformadores falhados. Os dados a serem obtidos desses transformadores seriam:

- a) identificação. Fabricante, modelo, ano de fabricação, tipo e características elétricas e mecânicas.
- b) posição na rede. Circuito, localização geográfica, tronco/ramal, zona (urbana/rural).
- c) aspecto da rede. Adequação da instalação, extensão de secundário descoberto, características de blindagem, nº de consumidores, tipo de consumidores predominantes, totalização da energia consumida/faturada no mês anterior.
- d) dados da ocorrência. Data, hora, causa observada, condições climáticas.

- e) histórico de desligamentos. Datas, horas, causas.
- f) índice de descargas atmosféricas do local.
- g) estado geral do transformador. Condições do tanque, radiador (corrosão e pintura), buchas primárias e secundárias (trincas), vazamento de óleo, integridade da vedação, comutador.
- h) evidências de falha catastrófica. Explosão, incêndio, descarga direta.
- i) medição da rigidez dielétrica do óleo.
- j) identificação do tipo de falta. Seis classificações, conforme listado na seção III.

A partir dos resultados obtidos poderiam ser propostas medidas tecnológicas de mitigação de falhas, algumas delas discutidas na seção II.

VII. CONCLUSÕES

Cerca de 25% das falhas de transformadores ocorrem na estação baixa e 75% na estação alta. Não existe nenhum motivo mais forte para que as condições causadoras de falhas na estação baixa não continuem presentes na estação alta. Sendo assim, essas condições, a princípio aleatórias, responderiam por 50% das falhas da Bandeirante. O 50% restante são falhas ocasionadas pelas condições particulares da estação alta, ou seja, devem-se, sobretudo, às intempéries climáticas: descargas atmosféricas e tempestades de convecção, de aproximação de frentes e de zonas de convergência. Nesse período, de meados de outubro a meados de abril do ano seguinte, as tempestades e as descargas aumentam em densidade e intensidade, [25].

É razoável propor a hipótese que metade das falhas se deva a condições ditas aleatórias, cujas causas principais são: sobrecarga, deterioração do transformador (normal ou precoce), alguns tipos de inadequação da instalação, defeitos hereditários e alguns tipos de surtos. A outra metade das falhas pode ser atribuída às condições climáticas. A primeira condição tem natureza perene, a segunda tem forte caráter sazonal.

Estima-se que 1/3 das falhas se deve a surtos causados por descargas atmosféricas. Posto que essas descargas ocorrem maciçamente na estação alta, sua participação nas falhas devido a condições climáticas responde por cerca de 65% das ocorrências. Por outro lado, exclusivamente na estação alta ocorrem eventos de falhas massivas, as quais contribuem com cerca de 20% das falhas nessa estação.

Quaisquer tentativas de melhoria de desempenho necessitam de abordagens diferentes para as falhas de natureza aleatória (perene) e de natureza climática (sazonal).

A taxa de falhas pode ser apurada por diversos conjuntos populacionais, desde toda a concessão até para um circuito individual. Quase 60% dos circuitos da Bandeirante apresentam excelente desempenho, nos termos da tabela I. Existe um certo grau de concentração de falhas entre os circuitos. Cerca de 10% dos circuitos apresenta desempenho entre regular e péssimo, totalizando 40% das falhas, aproximadamente. Desses, 2% podem ser considerados como críticos, os quais respondem por 10% das falhas.

Foi definido um índice de vulnerabilidade sazonal (IVS) com o propósito de apontar os circuitos com predominância de falhas de natureza climática. No caso da Bandeirante, esses circuitos apresentam $IVS > 0,75$. Quanto maior esse ín-

dice, maior a vulnerabilidade. A aplicação desse índice só tem sentido para circuitos com taxa de falha superior a 1%.

Independentemente do IVS, os circuitos precisam ser examinados com relação à susceptibilidade a eventos massivos. Em cada estação alta ocorrem entre 3 e 6 eventos desse tipo. Circuitos que apresentem mais de 20% do total de falhas concentradas nesse estado também devem ser considerados como vulneráveis sob o ponto de vista de condições climáticas. Existem cerca de 10 circuitos nessa situação. A maioria se localiza nas proximidades da linha do Trópico de Capricórnio.

Nos circuitos menos vulneráveis, isto é, com $IVS < 0,75$, as falhas de natureza aleatória são predominantes. Foi apontado que a maioria dos circuitos com desempenho crítico apresenta falhas geograficamente muito concentradas. Esses circuitos geograficamente vulneráveis geralmente estão sujeitos a uma alta taxa de desligamentos.

Para a regional do Alto Tietê a repetição de falhas em posições é significativa. Nem sempre se tratam de reincidência, haja vista a existência de estações com transformadores em delta. Vários fatores concorrem para essa situação. Além de eventuais deficiências da instalação, muitas vezes estão presentes questões de natureza social, tais como: consumidores clandestinos, furto de energia, furto de materiais e vandalismo contra a rede, etc.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. Ross, S. Lindhal, "Distribution system component failure rates and repair times – an overview", *Proc. 2004 Nordic Distribution and Asset Management Conference*, <http://powersystmes.tkk.fi/nordec2004>.
- [2] R. E. Brown, et al, "Failure rate modeling using equipment inspection data", *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 9, n° 2, pp. 782 – 797, May 2004.
- [3] J. M. Freeman, "Analysing equipment failure rates". *International Journal of Quality & Reliability Management*, v. 13, n° 4, pp. 38 – 49, 1996.
- [4] M. Ravaglio, et al, "Avaliação da vida útil dos transformadores da Copel Distribuição", in *Anais 2004 SENDI*, artigo 218.
- [5] Bandeirante Energia/INPE, "Queima de Transformadores – Descargas Atmosféricas", Relatório Interno, 2005.
- [6] "IEEE Guide for loading mineral – oil – immersed transformers", IEEE Standard C 57.91 – 1995.
- [7] R. Walling, G. B. Shattuck, "Distribution transformer thermal behavior aging in local-delivery distribution systems", in *Proc. 2007 CIREC 19th International Conference on Electricity Distribution*, paper 0720.
- [8] "IEEE Standard for standard general requirements for liquid – immersed distribution, power and regulating transformers", IEEE Standard C 57.12.00 – 2006.
- [9] C. Gilker, "The lightning-protected transformer". *Copper Power Systems*, Bulletin 92003B, Franksville, WI, USA, Nov. 1992.
- [10] S. I. Spartalis, et al, "Statistical studies of the oil dielectric strength in power distribution transformers", *Journal of Electrical Engineering*, v. 59, n° 2, pp. 68 – 74, 2008.
- [11] CIREC/CIGRÉ Working Group 05, "Protection of MV and LV networks against lightning. Part I – Basic information", in *Proc. 1997 CIREC*.
- [12] CIREC/CIGRÉ Working Group 05, "Lightning protection of distribution networks. Part II – Application to MV networks", in *Proc. 1997 CIREC*.
- [13] C. Mirra et al, "Lightning overvoltages in low voltage networks", in *Proc. 1997 CIREC*.
- [14] J. L. Puri, et al, "Lightning induced failures in distribution transformers". *IEEE Trans. on Power Delivery*, v. 3, n° 4, pp. 1784 – 1801, Oct. 1988.
- [15] D. E. Parrish, "Lightning-caused distribution transformer outages on a Florida distribution system", *IEEE, Trans. on Power Delivery*, v. 6, n° 2, pp. 880 – 887, Apr. 1991.
- [16] J. McDaniel, et al, "Lightning and reliability – a comparison of three utilities". *Proc. 2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conf. And Exhibition*, v.3, pp. 1077 – 1079.

- [17] M. Darveniza, D. R. Mercer, "Lightning protection of pole mounted transformer". *IEEE Trans. on Power Delivery*, v. 4, n° 2, pp. 1087 – 1095, Apr. 1989.
- [18] C. W. Plummer, et al, "Reduction in distribution transformer failure rates and nuisance outages using improved lightning protection concepts". *IEEE Trans. on Power Delivery*, v. 10, n° 2, pp. 768 – 777, 1995.
- [19] J. R. Lucas, D. A. J. Nanayakkara, "Lightning protection of pole-mounted transformers and its applications in Sri-Lanka". *Transactions of IEE Sri-Lanka*, Apr. 2001.
- [20] "Prêmio Eletricidade 2008: as melhores distribuidoras brasileiras", *Revista Eletricidade Moderna*, n° 413, pp. 76 – 103, Ago. 2008.
- [21] Filippo, G. et al. "Desligamentos de redes aéreas de distribuição no verão". *A ser publicado*.
- [22] "IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines", IEEE Standard 1410 – 1997.
- [23] INPE/ELAT. "Ranking de descargas atmosféricas nos municípios paulistas - 2006". www.inpe.br.
- [24] Bandeirante Energia/INPE, "Mitigação das Causas da Queima de Transformadores Distribuição", Relatório Interno, 2001.
- [25] O. Pinto, et al, "A seven-year study about the negative cloud-to-ground lightning flash characteristics in Southeastern Brazil". *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, v. 65, pp. 739 – 748, 2003.