

XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002

Aplicação de Transformadores em Redes de Distribuição e o Risco de Falha

M. A. H. Torres – ENERQ/USP, M. R. Gouvêa – ENERQ/USP

E-mail: miguel@pea.usp.br

Palavras-chave – Transformador, distribuição, risco.

Resumo - O objetivo deste trabalho é pesquisar soluções para minimizar interrupções do fornecimento de energia elétrica, provocados por falhas em transformadores de distribuição e propor uma metodologia para o retorno do mesmo ao sistema. Também propõe-se uma metodologia para a avaliação do risco em transformadores de distribuição em operação em redes de distribuição, baseada na modelagem através dos parâmetros de instalação e operação da mesma.

Foram pesquisadas as principais causas de falhas em transformadores e ainda a vida pregressa do mesmo.

Uma vez identificadas estas, pesquisaram-se alternativas para evitá-las, sendo também estimado o nível de suportabilidade do transformador e calculado o risco de utilizar o transformador de distribuição num determinado ponto da rede.

Esta metodologia propõe instalar o transformador –reparado ou não – na rede de forma a minimizar os custos.

Também considera os requerimentos da rede assim como fatores que afetam as condições operacionais do transformador tais como: reparos anteriores, idade e níveis de solicitação nos quais opera.

1. INTRODUÇÃO

Os transformadores de distribuição são equipamentos que operam no sistema elétrico segundo condições estabelecidas em normas técnicas e fundamentadas em critérios e procedimentos de projeto da rede e de seus componentes. Os transformadores são de grande importância devido a apresentarem custo significativo, no âmbito do sistema de distribuição e também porque uma falha provoca, geralmente, interrupção de energia em dezenas de consumidores com a conseqüente diminuição na qualidade do fornecimento.

Os transformadores são projetados para operar durante uma vida útil de cerca de 20 anos, apresentando determinado nível de suportabilidade ante as solicitações do sistema.

Os níveis de solicitação a que esta sujeito um transformador, tanto de natureza de tensão como de carregamento, são determinados pela condição operativa da rede e pelo sistema de proteção.

Um menor nível de suportabilidade do transformador ante a solicitação do sistema pode provocar falhas no equipamento

diminuindo a vida útil e os conseqüentes prejuízos econômicos.

Por outro lado, um desbalanço em sentido oposto, a favor da suportabilidade do transformador, pode motivar uma capacidade ociosa e perdas no ferro elevadas.

Neste trabalho, são considerados, de um lado, os diversos níveis de solicitações do sistema, representados pelas sobretensões e sobrecargas “possíveis” de ocorrer e de outro, os diferentes graus de suportabilidade dos transformadores conforme aos diferentes indicadores de qualidade, como idade, tipo e quantidade de reparos, etc.

Pode-se concluir que um sistema equilibrado, onde o nível de suportabilidade dos transformadores é compatível com os das solicitações representa uma adequada alternativa técnica-econômica.

Surge assim a necessidade de propor critérios de aplicação de transformadores que considera, de um lado as suas condições de suportabilidade determinada por suas características específicas e de outro as solicitações da rede definidas pelas condições de operação e de instalação, objetivando a minimização dos prejuízos devido a falhas e redução de vida útil..

2. ABORDAGEM

Este trabalho apresenta metodologia para aplicações de transformadores na rede, buscando otimizar os custos envolvidos de investimento, gastos com reparos, perdas e interrupção, considerando os riscos técnicos e econômicos.

Visto que o objetivo deste trabalho é minimizar as falhas nos transformadores de distribuição e conseqüentemente os prejuízos da falta de fornecimento de energia elétrica e da saída de serviço e/ou reparação de transformadores, o problema é abordado na direção de tornar as solicitações do sistema (SS), adequadas a suportabilidade do transformador (ST). Baseando-se nos aspectos técnicos relativos às causas de defeitos e na proposição de critérios e procedimentos para aplicação dos transformadores, reparados ou não, são propostas soluções para minimizar o risco de defeito e melhorar a performance da operação dos transformadores.

Do ponto de vista elétrico, as normas estabelecem, para os transformadores, condições de carregamento e de suportabilidade de tensões a serem observadas em condições de regime permanente, temporário e transitório. Por outro lado, os transformadores que foram submetidos a solicitações mais severas do que as previstas ou tenham sido reparados podem apresentar diferentes níveis de suportabilidade, com referência [4].

- Quanto ao carregamento, um transformador apresenta uma certa capacidade para atendimento da demanda da rede durante sua operação normal, mas também é previsto que deve suportar sobrecargas temporárias ou correntes de curto-circuito durante curtos períodos de tempo. Desse modo, o dimensionamento dos mesmos consiste em selecionar um transformador dentre os disponíveis (padronizados), cuja capacidade é suficiente para atender às demandas de seus consumidores durante o maior período possível, minimizando sua ociosidade e otimizando os custos.
- Quanto às solicitações de tensão, ocorre fato análogo. O transformador é projetado para suportar as sobretensões sustentadas decorrentes de situações operativas anômalas, e transitórias em geral advindas de surtos atmosféricos.

Ocorre entretanto, que as particularidades intrínsecas das redes de distribuição ou o inadequado desempenho dos equipamentos de proteção, ou mesmo das próprias instalações, podem provocar situações operativas que solicitem do transformador, uma maior suportabilidade do que aquela que realmente apresenta.

Exemplos disso, são aterramentos com alta impedância e as freqüentes operações inadequadas de elos fusíveis e de pára-raios, que apresentam desempenho operativo incompatível com as características técnicas previstas.

Também foram analisadas causas de defeitos de origem ambiental, tais como, interferência de vegetais nas redes aéreas, poluição, solicitações mecânicas na rede, etc.

Foram utilizados modelos determinísticos e estatísticos para a representação desses fenômenos.

3. METODOLOGIA

A metodologia utilizada para a aplicação e o gerenciamento dos transformadores de distribuição para otimizar os custos envolvidos é baseada nas seguintes etapas [14]:

- Cálculo da suportabilidade do transformador de distribuição (ST)
- Cálculo da solicitação da rede num determinado ponto do sistema (SS)
- Comparar ST vs SS, e obter o custo associado a diferença $\Delta\$ = f(SS - ST)$
- Otimizar a aplicação dos transformadores para minimizar a diferença de custo: $\Delta\$ = f(SS - ST)$.

A suportabilidade está associada ao transformador e a solicitação à localização da instalação do transformador na rede. A existência de equipamentos na rede dedicados exclusivamente a um determinado transformador, como por exemplo pára-raios e chaves fusíveis, requer que haja uma

perfeita definição dos limites do que será considerado como “transformador” e como “rede”. Neste trabalho, esse limite será o ponto de conexão das buchas do transformador à rede.

3.1. Suportabilidade do Transformador (ST)

Para o cálculo da suportabilidade do transformador, foram considerados os fatores que contribuem para a sua capacidade de suportar as solicitações de corrente e tensão do sistema, incluindo características construtivas como: modelo, fabricante e tipo de enrolamento de AT; atributos operativos da vida pregressa, como: o idade do transformador, regime de operação (por ex.: nível de carregamento e surtos de tensão) e ainda, se o transformador já sofreu algum tipo de defeito e qual foram os reparos efetuados (enrolamentos que foram trocados, reparos no comutador, etc) [15].

Todos estes fatores são quantificados mediante índices específicos que compõem figuras de mérito que expressam estatisticamente a suportabilidade esperada do transformador, quando estiver sujeito a diferentes tipos de solicitações. Por exemplo: assim é possível quantificar a suportabilidade de um transformador de 5 anos de idade, que esteve atendendo uma carga de 10% maior que sua capacidade nominal e ainda apresentou uma falha devido a uma descarga atmosférica, a qual motivou a troca de apenas o enrolamento de uma fase, face a suportabilidade de um transformador novo, diante da operação em um local que exige a operação em sobrecarga [16].

A avaliação desses índices e figuras de mérito é realizada em base a dados históricos do comportamento de transformadores e também nos procedimentos de cálculo de vida útil e de suportabilidade esperada a surtos contidos nas normas técnicas, tais como a equação de Arrenius e os níveis de tensão representados por onda plena e onda cortada previstos.

Foram pesquisadas as principais causas de falhas dos transformadores provocadas por solicitações do sistema não especificadas e também aquelas motivadas por reparos parciais ou inadequados. Há tipos de defeitos que podem prejudicar o desempenho de um equipamento, ocasionando desde uma perda de eficiência, limitações operativas até a completa perda de capacidade de operação.

Basicamente três fontes de defeitos nos transformadores, foram exploradas neste trabalho:

- defeitos provocados pelas solicitações severas do sistema;
- defeitos provocados por procedimentos de instalação na rede
- defeitos provocados por aspectos de projeto e procedimentos de reparo nas oficinas.

Com isto os transformadores foram classificados de forma de identificar os diferentes níveis de suportabilidade de

acordo com as características específicas de operação e de fabricação ou de reparo, quando for o caso.

3.2. Solicitação do transformador pelo sistema (SS)

Por outro lado, a representação dos diferentes graus de solicitação por sobrecargas e por sobretensões associados a cada ponto da rede, sede de um transformador de distribuição [8], deve ser realizada a partir de:

a) Características físicas do local e de projeto da rede:

As solicitações resultantes deste fator são representadas por indicadores que expressam se o nível de desempenho da rede face a sobrecargas e sobretensões, decorrentes do local. Exemplo de indicadores do nível de solicitação esperado quanto a sobretensões são: existência de edificações que blindam a rede, boa condição de aterramento, pára-raios de alta tecnologia e nível cerâmico.

- Quanto às sobrecargas, exemplos de indicadores de desempenho são: redes com cabos isolados que evitam curtos-circuitos de alta impedância, atendimento de carga com comportamento previsível e uso de fusíveis de boa qualidade.
- Quanto ao local, há o indicador que pondera a taxa de falha média esperada, como por exemplo à existência de árvores e demais interferências físicas.

b) Indicadores operacionais obtidos de medições diretas [11]

Medições de carregamento, de níveis de tensão e registros de estatísticas de falhas de transformadores devido a sobrecargas e sobretensões são alguns dos principais indicadores operacionais que expressam a solicitação de um determinado transformador instalado em um certo ponto da rede .

c) Simuladores do comportamento da rede.

Cálculos estatísticos de carregamento de transformadores baseados em simulações realizadas utilizando-se curvas de carga típicas dos consumidores atendidos por cada um dos pontos da rede e simuladores do desempenho do transformador face a descargas atmosféricas, através de modelo de ondas viajantes são as principais ferramentas que foram utilizadas para simular a solicitação da rede nos transformadores [12].

De posse desses indicadores é possível realizar um mapeamento da rede onde são caracterizadas as regiões com diferentes níveis de solicitação.

3.3 Avaliação da suportabilidade face a solicitação

A adequação entre a suportabilidade de um transformador e a solicitação que a rede requer no local de sua aplicação, pode ser avaliada pelo custo de operação do transformador. Esse custo pode ser entendido como sendo composto pelo custo de amortização (que depende da vida útil) , do custo das perdas técnicas e dos custos de reparo do transformador e do custo social da interrupção, em caso de falha.

Assim, é possível avaliar desbalanço de um dado transformador em um determinado local através do custo operacional esperado para esse transformador, considerando-se os indicadores que foram apresentados anteriormente, utilizando-se expressão (1):

$$C_{op} = C_{amort} + C_{perda} + C_{reparo} + C_{inte} \quad (1)$$

onde:

C_{amort}:

é custo anual de um transformador novo, depreciado por fatores que diminuem sua vida útil esperada conforme o risco e o tipo de falha que pode ocorrer. O valor da redução da vida útil é avaliado através da expectativa de duração que um transformador apresenta quando é submetido a condições superiores àquela para qual foi projetado ou por ter sido objeto de reparo. A diferente natureza dos fenômenos que determinam a expectativa de vida de um transformador quanto a sobretensão e sobrecarga dificulta a concepção de uma expressão única para a avaliação da redução de vida. Assim, a redução de vida útil do transformador foi representada com sendo a diferença entre dois vetores com origem no centro de um sistema de coordenadas multidimensionais, onde cada eixo abriga um dos fatores que compõe o nível de suportabilidade do transformador e de solicitação da rede [13].

Apenas para uma visualização simplificada do problema, por exemplo: se houvesse apenas dois fatores (um para a tensão, no eixo do x e outro para a corrente, no eixo do y) para exprimir a suportabilidade e a solicitação, e se considerasse 2 pontos nesse plano, o ponto T (x_t, y_t) representando a suportabilidade de um transformador reparado de 10 anos e o outro S (x_s, y_s) a solicitação de um determinado local do sistema onde o a impedância de aterramento é alta (propiciando surtos de alta intensidade) e a carga a ser atendida é maior do que a capacidade do transformador em questão, ter-se-ia :

✓ do lado do transformador (suportabilidade) [14]

- x_t = indicador normalizado de suportabilidade à descargas atmosféricas, atribuindo-se o valor unitário para um transformador novo de boa qualidade e o valor x_t= 0,5 para o transformador em questão, reparado com 10 anos de idade;

- y_t = indicador de suportabilidade ao carregamento, atribuindo-se o valor unitário para um transformador

novo de boa qualidade e um valor 0,8 para um transformador em questão, reparado com 10 anos de idade e;

✓ *do lado da rede (solicitação)* [14]

- x_s = indicador normalizado de solicitação à descargas atmosféricas, atribuindo-se o valor unitário para um local da rede onde o nível de solicitação é igual ao exigido por norma e um valor 1,2 para o local da rede, em estudo, onde a impedância de aterramento é alta;

- y_s = indicador normalizado de solicitação ao carregamento, atribuindo-se o valor unitário para um local da rede onde há uma curva de carga que não provoca perda de vida no transformador de determinada potência e um valor 1,5 para o local da rede, em questão, onde a curva de carga provoca perda de vida de 20% no transformador de mesma potência.

Nesses termos, o grau de inadequação da aplicação do transformador no referido local da rede é dado pela distância euclidiana entre esses dois pontos, como mostrado na Figura 1.

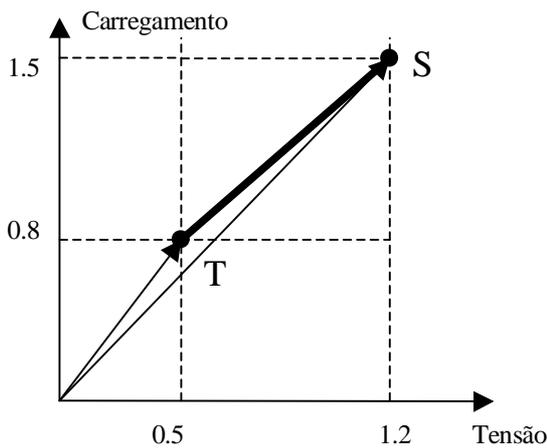


Figura 1 – Representação bidimensional do sistema multidimensional.

Evidentemente, as expressões para o cálculo da perda de vida devida a esses fatores, utilizadas no Camor serão tão mais precisas quanto maior for o número de registros históricos que se dispuser.

Cperda:

é o custo anual das perdas esperadas no ferro e no cobre do tipo de transformador empregado. Note que os transformadores reparados, via de regra, apresentam perdas superiores aos não reparados;

Creparo:

é o custo do reparo (incluindo a indisponibilidade do equipamento) necessário para reabilitar o uso do transformador, que apresenta uma taxa de defeito superior à média, quando submetido a um desbalanço da suportabilidade diante da solicitação. A taxa de defeito é

avaliada com base nos registros de causa de falha dos diversos tipos de transformadores.

Cinterr:

representa os danos que uma interrupção intempestiva causa aos consumidores e a concessionária. Esse valor é avaliado através de técnicas estatísticas aplicadas em pesquisas junto a consumidores.

A avaliação do custo de operação Cop de um transformador é uma variável aleatória, que apresenta uma expectativa média e outros valores com diferentes níveis de probabilidade de ocorrência

3.4 Otimização da aplicação dos transformadores

O problema que se propõe nesta fase é otimizar os custos de operação dos transformadores, conhecendo-se as suportabilidades de cada um dos equipamentos e as solicitações de cada ponto da rede, ou até subdividindo a rede toda em blocos com características de operação e/ou atributos semelhantes, mantendo-se as mesmas condições para todos os transformadores de distribuição dentro de um bloco, como mostrado na Figura 2.

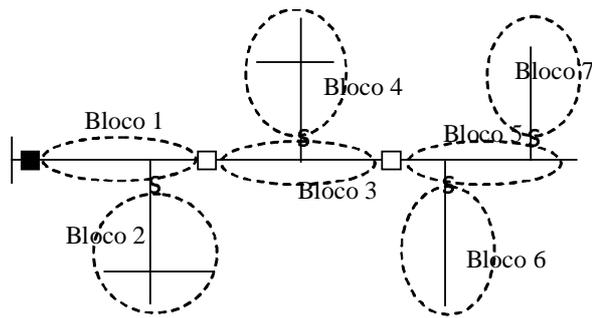


Figura 2 – Subdivisão em blocos

Uma primeira simplificação do problema é obtida através da aplicação da técnica estatística de cluster, onde elementos com atributos semelhantes são agrupados e representados por um elemento que tem atributos com o valor médio do grupo a que está associado.

Esta técnica é aplicada aos transformadores e aos pontos da rede, obtendo-se grupos de transformadores com níveis de suportabilidade semelhantes e grupos de pontos da rede com níveis de solicitação semelhantes. Isto permite que se reduza o problema ao manuseio apenas dos elementos representantes dos transformadores e dos pontos da rede [10].

Suponha-se que haja N pontos no sistema nos quais devem ser aplicados N dos M transformadores existentes. Evidentemente quanto mais adequadas forem as suportabilidades dos transformadores às correspondentes solicitações da rede, melhor será a solução. Uma solução em que as suportabilidades são iguais às correspondentes solicitações é chamada de solução *sintonizada*.

O processo de otimização analisa todas as várias soluções possíveis, calculando todas as distâncias euclidianas, que representam a diferença entre as suportabilidades e solicitações, entre os representantes dos grupos de transformadores e os representantes dos grupos de locais de características semelhantes e seleciona aquela que representa menor custo.

Note que as características do estoque de transformadores quando confrontada com a necessidade imposta pela rede pode levar a curiosas soluções onde nem sempre são aplicados transformadores com capacidade compatível com a solicitação, pois pode acontecer de ocorrer situações onde é melhor “queimar” alguns equipamentos em situações onde o risco é extremo.

Como todos os fatores que definem a suportabilidade e a solicitação são de natureza estatística é possível calcular o risco associado a cada solução. Abrindo-se a possibilidade de compra de transformadores que pudessem substituir aqueles que se dispõe, é possível associar o risco ao investimento, caracterizando o modelo adotado com sendo uma eficiente ferramenta de tomada de decisão.

4. CONCLUSÃO

A metodologia apresentada é uma ferramenta de aplicação e gerenciamento de transformadores de distribuição que permite a otimização dos recursos, considerando as características específicas dos transformadores e dos pontos do sistema onde são aplicados.

Essa ferramenta vem preencher uma lacuna nos procedimentos de aplicação de transformadores praticada atualmente no Brasil, onde os transformadores, usualmente, são identificados apenas pela tensão e potencia nominal nesses processos.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA:

- [1] AHN, S. U. *Política de carregamento de transformadores de distribuição*. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 1993.
- [2] BARANOWSKI, J. F., HOPKINSON, P. J. *An alternative evaluation of distribution transformer to achieve the lowest toc*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 7, No. 2. 1992
- [3] BISHOP, M.T.; BARANOWSKI, J.F.; HEATH, D.; BENNA, S.J.; *Evaluating harmonic-induced transformer heating*; Syst. Eng. Group, Cooper Power Systems, Franksville, WI, USA; Vol: 11 Iss: 1 p. 305-11; Jan. 1996.
- [4] BLUME, L.F.; BOYAJIAN, A.; CAMILLI, G.; LENNOX, T.C.; *Transformer engineering*. Second Edition. John Wiley & sons, Inc. New York, London, Sidney. 1951. General Electric Compan
- [5] BRUGGEMANN, G.; DAALDER, J.E.; HEINEMEYER, R.; BLOWER, R.W.; *MV/LV distribution transformer fault protection*; CIREC. 11th International Conference on Electricity Distribution 1991 p. 1.14/1-6 vol.1, Liege, Belgium; 1991 7 vol. (82 +118 +114 +118 +116 +116 +115 pp.)
- [6] CAMARENA M, PEDRO; *Transformadores eléctricos industriales*. Reparación diseño y construcción. Segunda edición revisada. Editorial Continental S.A. de C.V. México. 1987.
- [7] CORRALES MARTÍN, J. *Teoría, cálculo y construcción de transformadores*. Quinta Edición. Ediciones DANAE. Barcelona. España. 1969.
- [8] Ernesto J. Robba, Nelson Kagan, Carlos C. Barioni de Oliveira e Hernán P. Schmidt, EPUSP - Escola Politécnica da USP. *Planejamento da Manutenção de sistemas elétricos de distribuição*.
- [9] HAMPEL, W.; HARTMANN, E.; KALSCHUEUR, W.; TENBERGE, W.; *Protection of distribution transformers*; Siemens AG, Erlangen, Germany; Vol: 91 Iss: 25 p. 1660-3, Nov. 1992.
- [10] IEEE; Escola Politécnica da USP; *III CONLADIS, Anais 1998*; Sessões Técnicas 6,7,8,9,10,11,12.; 8 a 10 Setembro, 1998. *Proteção das redes de distribuição de energia elétrica com enfoque probabilístico*.
- [11] LEE, T.E.; TZENG, Y.M.; CHEN, C.S.; WU, J.S.; LEE, C.C.; *Application of automated mapping system to distribution transformer load management*; Dept. of Electr. Eng., Nat. Sun Yat-Sen Univ., Kaohsiung, Taiwan; (Sessions I-J and I-E); p. 65-70 vol.2; 1994 2 vol. (310+250 pp.).
- [12] ROYTELMAN, I.; SHAHIDEHPOUR, S.M.; *State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions*; Dept. of Electr. & Comput. Eng., Illinois Inst. of Technol., Chicago, IL, USA; Vol: 8 Iss: 4 p. 2009-15; Oct. 1993.
- [13] SARFI, R.J.; SALAMA, M.M.A.; CHIKHANI, Y.; *Practical aspects of performing a distribution system loss reduction study*; Sarfi & Co. Ltd., Champlain, NY, USA; p. 164-7 vol.1; New York, NY, USA; 1995 2 vol. xxxvii+1195 pp.
- [14] TORRES, M. A. H.; Escola Politécnica da USP. *Critérios de reaproveitamento de transformadores de distribuição em redes de distribuição elétrica*; São Paulo, Mar, 2001.
- [15] VINOGRADOV, N. *Electrical machine winder*. MIR publishers. Moscú. 1981.
- [16] VOLDEK, A. I. *Máquinas eléctricas*. MIR. Publishers. Moscú 1983.