



**XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil**

Cristiano da Silva Silveira	Otavio H. S. Vicentini	Rodrigo Tadashi Yamasaki
Daimon Engenharia e Sistemas	Companhia Piratininga de Força e Luz	Daimon Engenharia e Sistemas
cristiano@daimon.com.br	vicentini@cpfl.com.br	rtyamasaki@gmail.com

Evaldo Baldin Dias	Mario Luiz Benatti
CPFL PIRATININGA	CPFL PIRATININGA
baldin@cpfl.com.br	malube@cpfl.com.br

**Definição de Critérios de Planejamento Diferenciados para os Transformadores de Força da CPFL
com Viés Regulatório**

Palavras-chave

Carregamento limite de transformadores

Perda de vida útil

Planejamento da expansão do sistema elétrico

Transformadores de força

Resumo

As necessidades de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica, notadamente de suas subestações, são determinadas por critérios de referência que definem o carregamento limite a ser suportado pelos seus transformadores de força. No que tange ao estabelecimento do carregamento limite, a CPFL adota um valor de referência de 92,3% da respectiva capacidade nominal para todos os transformadores de força, compatível com o conceito de que, supondo-se a possibilidade de uma sobrecarga máxima de 20% em relação à respectiva potência nominal, cada equipamento deve apresentar uma folga mínima de 30% visando o atendimento emergencial da carga atendida por qualquer subestação vizinha em condição de contingência. Neste trabalho, objetivou-se estabelecer limites diferenciados para cada transformador de força, mediante análises da área atendida, vida útil e perfil da curva de carga de cada transformador e da flexibilidade operativa dos circuitos atendidos.

1. Introdução

Historicamente, as concessionárias de energia elétrica, sobretudo na época em que o Estado era detentor das concessões, prezavam pela garantia da confiabilidade extrema no planejamento de seus sistemas. Disto resultavam instalações com redundâncias completas de forma que o serviço não fosse interrompido em caso de contingência simples de qualquer um de seus elementos.

Porém, com as privatizações de boa parte das concessões no atendimento ao serviço da distribuição de energia elétrica e simultâneo processo de reestruturação do setor, a busca pela otimização no processo de gerenciamento de ativos vem sendo uma constante nos estudos desenvolvidos pelas concessionárias; sobretudo devido ao novo arcabouço regulatório que incentiva o aumento do fator de utilização das subestações por meio do processo de composição tarifária.

Com o objetivo de definir critérios para o carregamento limite de transformadores de subestações, questões técnicas relacionadas à preocupação quanto à integridade do equipamento devem necessariamente ser abordadas. Para possibilitar uma análise ampla focada no planejamento da distribuição, além dos aspectos gerais constantes em normatização nacional existente (ABNT NBR 5416/1997), optou-se pela utilização de perfis de curvas de carga representativos para cada transformador de força e seus respectivos montantes de carga passíveis de serem atendidos por eles quando da ocorrência de emergências, sem perda significativa de vida útil. Esta abordagem mais específica, em comparação com aquela existente na norma, tem o intuito de regionalizar as análises de maneira a acomodar as ações de planejamento de acordo com as características do mercado consumidor atendido pela rede de distribuição existente. Observa-se que pode haver outro fator limitante afora o próprio transformador, como equipamentos associados, mas esses deverão ter um trato à parte.

2. Desenvolvimento

2.1. Revisão Bibliográfica

Analisando-se os trabalhos desenvolvidos no Brasil e no exterior com foco em políticas de carregamento de subestações, observa-se que os índices de mérito comumente apontados para a definição dos limites de carregamento são: tempo de vida útil e suportabilidade térmica do transformador. Na prática, algumas concessionárias desprezam a análise de perda de vida útil do transformador, embutindo em seus critérios de carregamento a garantia da confiabilidade do sistema respeitando-se o limite térmico do transformador para situações de contingência.

Como exposto no item anterior, a busca por altos índices de confiabilidade resulta em redundância dos equipamentos e consequente limitação de seus carregamentos visando a garantia da não interrupção do fornecimento em casos de contingência simples (critério N-1).

Por outro lado, o arcabouço regulatório vigente no Brasil estabelece a remuneração dos ativos da empresa de acordo com o seu fator de utilização, o que consiste em incentivo considerável à otimização do carregamento de suas subestações (IAS^[1]).

Ademais, na composição dos índices de confiabilidade, os desligamentos decorrentes de defeitos na rede de distribuição (alimentadores) geralmente são mais representativos do que os defeitos de fonte (transformadores, linhas de transmissão, etc.). Isso se deve ao fato de, embora os defeitos em transformadores afetem um número elevado de consumidores, a frequência destes é consideravelmente

inferior àquela verificada na rede de distribuição.

Desta forma, parece incompatível com as regras de mercado atuais que se perca a remuneração de uma parcela do ativo em detrimento da garantia do fornecimento ininterrupto de energia em casos improváveis de defeitos nos transformadores. Somando-se a isso ainda o fato de que, mesmo nestes eventos, a rede de distribuição pode ser projetada para permitir a transferência (manual ou automática) de boa parte desta carga (ou até sua totalidade) a outras subestações que atendam a mesma região.

A definição de carregamento limite de um equipamento é função de uma série de fatores que delimitam as condições em que o transformador está instalado e os critérios operativos a que está submetido.

Neste sentido, visando justamente o cálculo de perda de vida útil de transformadores com foco no estabelecimento de diretrizes para aplicação de cargas em transformadores de potência, a norma ABNT NBR 5416/1997 [2] define as seguintes condições de operação:

1. Ciclo de carregamento em condição normal de operação: esta condição é aquela na qual a temperatura limite do topo do óleo, ou em seu ponto mais quente do enrolamento, jamais é ultrapassada.
2. Ciclo de carregamento em condição de emergência de longa duração: esta condição é aquela na qual a temperatura do topo do óleo, ou em seu ponto mais quente do enrolamento, supera a permitida no ciclo de carregamento supracitado por um período de tempo relativamente longo caracterizado subestações litorâneas com forte sazonalidade anual e retiradas programadas de alguns componentes do sistema para manutenção.
3. Ciclo de carregamento em condição de emergência de curta duração: nesta condição, da mesma forma que a anterior, a temperatura ultrapassa os limites estabelecidos em norma para a condição normal, porém atingindo valores tais que não permitam que o transformador seja submetido a esta condição por mais de 30 minutos.

Nas referências pesquisadas, estas condições operativas são sempre consideradas no cálculo da perda de vida útil do transformador, com pequenas adaptações de acordo com o caso e com a norma utilizada nos estudos realizados. Cabe ressaltar que o aspecto levantado sobre a garantia da confiabilidade do sistema está intrínseco à definição das condições operativas em emergência definidas pela norma.

A referência [3], por exemplo, considera uma quarta condição operativa, chamada “*Carregamento Planejado Acima das Condições Normais*” que, apesar de também considerar a transgressão dos limites de temperatura estipulados para a condição normal, diferencia-se do ciclo de carregamento de emergência de longa duração pelo fato de não caracterizar-se como situação de contingência. Como exemplo, os autores citam subestações que atendem cargas com alto grau de sazonalidade.

Nesta referência, os autores definem o carregamento limite de um transformador como sendo aquele que, considerando a diversidade das condições operativas citadas, não provoque redução da vida útil do equipamento nem violação dos limites máximos estipulados em norma para sua temperatura.

A referência [4] ressalta a crescente mudança de paradigma nas políticas de carregamento de transformadores, tendo como um fator crucial em sua definição a rentabilidade do ativo adquirido. Os autores ressaltam que, com o peso dado atualmente à questão financeira, a expectativa de vida útil do transformador passa a ficar em segundo plano em detrimento da possibilidade de antecipação da recuperação do investimento realizado.

Em suma, este conceito pode ser explorado como um problema cuja função objetivo é, considerando o gráfico da Figura 1, a minimização da área abaixo do eixo zero e a maximização da área acima do mesmo eixo.

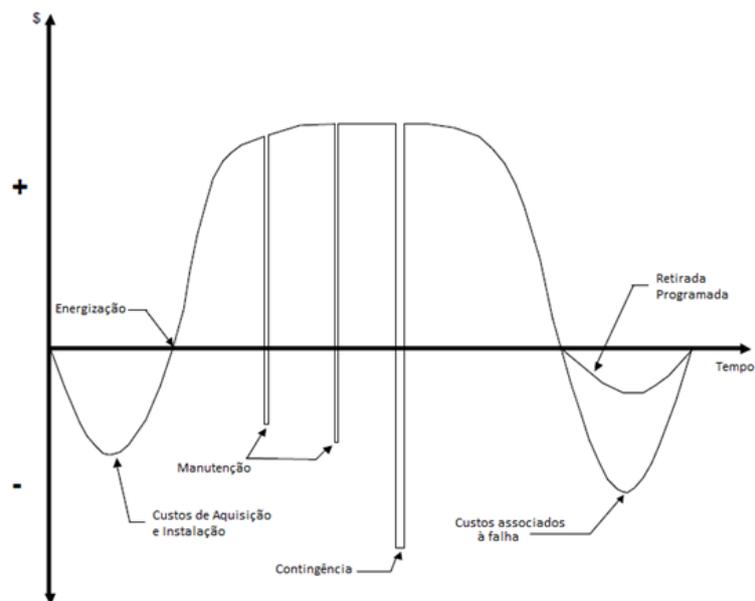


Figura 1 – Ciclo de vida do transformador x retorno do investimento [4].

Como exposto anteriormente, a antecipação do fim da vida útil do transformador pode representar vantagem quando analisado sob a ótica econômica (Figura 2). Obviamente esta consideração deve levar em conta as questões regulatórias que envolvem a composição tarifária em cada país.

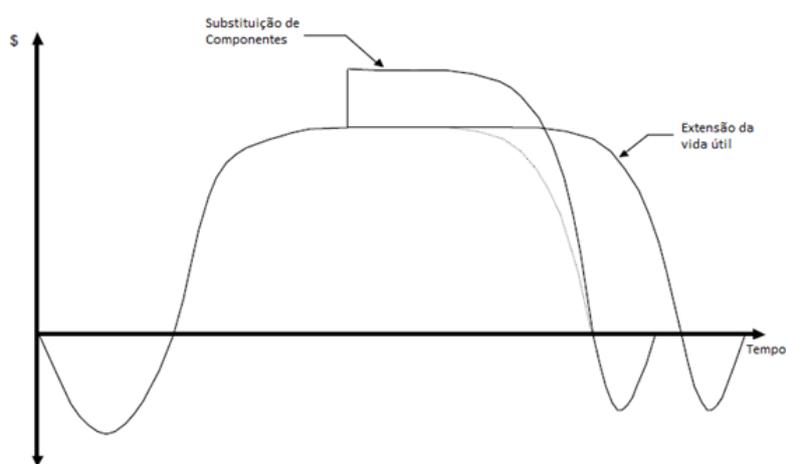


Figura 2 – Impacto do aumento do carregamento do transformador [4].

Ainda na referência [4], os autores apontam para a tendência de se considerar critérios de carregamento dinâmicos, de acordo com as condições de cada transformador, visando a maximização da utilização dos ativos e conseqüente benefício econômico decorrente desta política. A viabilidade deste conceito esbarra na necessidade de instalação de sistemas de monitoramento e diagnóstico em cada transformador.

Na referência [5], os autores ressaltam a necessidade de otimização do carregamento dos transformadores de força e apontam a análise de vida útil do equipamento como caminho para definição do critério de carregamento. É destacada, também, a importância crucial do perfil de carga na determinação do critério de carregamento, fato esse demonstrado por meio de estudo de caso onde dois transformadores de mesmas características apresentaram critérios de carregamento consideravelmente diferentes devido aos seus respectivos fatores de carga.

A metodologia proposta, ainda na referência [5], para a obtenção do perfil de curva de carga de cada transformador baseia-se no tratamento estatístico do conjunto de medições obtidas, com a obtenção de médias e desvios padrão para cada patamar de carga.

Na referência [6] os autores apresentam uma metodologia de análise de risco com base em estudo probabilístico de ocorrência de determinado nível de carga associado a uma determinada temperatura ambiente. Esta análise resulta nas probabilidades de ocorrência de pares “carga *versus* temperatura ambiente”; e a estes é associado um índice de risco calculado por meio de custos resultantes da perda de confiabilidade decorrente de cada par formado.

Os autores da referência [7] desenvolveram uma ferramenta computacional para determinação do carregamento ótimo de transformadores. Os fatores analisados foram os mesmos considerados pelas demais referências: perda de vida útil e limite térmico do transformador. Interessante ressaltar que foram realizados testes que demonstraram que a influência do carregamento de transformadores acima de sua capacidade nominal não apresenta impacto considerável no perfil de tensão dos alimentadores de distribuição, nem mesmo considerando-se cargas do tipo motor, em partida.

Na referência [8] o foco dos autores é o de definir o melhor momento para efetuar a troca de um transformador. Foram realizadas análises de perda de vida útil e de confiabilidade, constatando-se que, economicamente, é vantajoso retardar o momento de substituição do transformador, mesmo que o submetendo a situações de carregamento bem acima de sua capacidade nominal, desde que o limite de suportabilidade térmica do equipamento não seja transgredido.

Os autores afirmam que, no que diz respeito à confiabilidade, não foram verificadas, nas simulações, variações consideráveis nas taxas de falha dos transformadores submetidos a carregamentos até 160% de sua capacidade nominal. Cabe ressaltar que a análise econômica foi realizada apenas considerando aspectos de diferença nos valores presentes líquidos resultantes das políticas adotadas. Para maior aplicabilidade ao caso da CPFL seria necessária uma análise que envolvesse os aspectos regulatórios que influenciam diretamente no tempo de retorno do investimento realizado.

Outras diversas referências bibliográficas foram consultadas e todas apontam estes fatores supracitados (perda de vida útil e suportabilidade térmica do transformador) como aqueles que devem determinar os limites de capacidade de um transformador. Os aspectos de confiabilidade, isto é, o aumento da taxa de falha de um transformador quando este está exposto a carregamentos acima de sua capacidade não são relevantes (embora sejam alvos de estudos em algumas referências), pois são significativos apenas para carregamentos extremamente elevados. Ademais, como pode ser observado na referência [9], parte da composição da taxa de falhas de um transformador é referente a aspectos que não dependem do carregamento a que este está sujeito, mas sim de políticas de manutenção adequadas.

De acordo com a análise bibliográfica realizada, os estudos apresentados nos itens a seguir serão norteados pelos fatores que, de acordo com a maioria das referências, são aqueles que devem definir o critério limite de carregamento proporcionando maiores benefícios econômicos.

2.2. Concepção da Metodologia de Determinação de Critérios de Planejamento Diferenciados para Transformadores de Força

A definição do critério de planejamento de um transformador de força será realizada por meio do cálculo de perda de vida útil em função da temperatura de *Hot-Spot* [1,3,4,5,6,7]. O cálculo da temperatura de *Hot-Spot* tem como um de seus dados de entrada a curva de carga diária aplicada ao transformador. O perfil desta curva é de fundamental importância na determinação dos valores de temperaturas de *Hot-Spot* uma vez que o processo iterativo de cálculo leva em consideração a condição de carregamento anterior ao instante t atual. Em outras palavras: a temperatura do enrolamento de um transformador no instante t será diferente quando o mesmo for submetido a um carregamento igual a 20% da potência nominal 15 (quinze) minutos antes do instante t ou a um carregamento igual a 105% da potência nominal aplicado com a mesma antecedência.

A partir da temperatura de *Hot-Spot* é possível determinar a perda de vida útil do equipamento. Desta forma, uma condição de um transformador carregado todo o tempo com sua potência nominal leva a um consumo de vida conhecido como *consumo nominal* [2]. Tal consumo, aplicado com carga nominal e condições ambientais padronizadas, se repetido indefinidamente, leva o equipamento a apresentar uma durabilidade equivalente a uma vida útil de cerca de 7,42 anos.

Assumindo-se a condição de *consumo nominal* como uma condição de referência e fazendo-se uso das equações para determinação da temperatura de *Hot-Spot* e da perda de vida útil associada a ela; temos condições de reorganizar o processo de cálculo de maneira a determinar quais carregamentos devem ser aplicados a um determinado perfil de curva de carga variável conhecido (dado em p.u.) a fim de reproduzirmos a condição de referência. Entretanto, apesar desta igualdade em termos do tempo de vida, cabe observar que o maior valor de temperatura de *Hot-Spot* difere de um caso para o outro.

Além da observância pela integridade do equipamento refletida no respeito às suas limitações térmicas, a determinação do critério de planejamento também levou em consideração uma avaliação do valor de vida contábil do equipamento para efeito de depreciação e remuneração tarifária. Algumas considerações adicionais, descritas a seguir, foram feitas de maneira a fazer frente à variabilidade de situações a que um transformador está submetido.

A fim de evitar um elevado grau de conservadorismo na metodologia, foi adotado um intervalo de tempo com base anual para as simulações com a utilização de perfis de curvas de carga com representatividade para um dia útil, um sábado e um domingo típico. O objetivo foi captar a variação, seja esta forte ou não, em todos os transformadores e diversificar a análise a partir da consideração de um conjunto de perfis, evitando resultados atrelados à utilização de um único.

Outra questão importante que foi inserida no contexto de determinação do critério de planejamento é a necessidade de se observar a real capacidade do transformador no atendimento a contingências. O critério de transferência de carga para outros transformadores está intrinsecamente relacionado com a rede analisada, cabendo ao planejador informar o quanto é acrescido no carregamento em cada transformador e o intervalo de tempo a que este será submetido a esse acréscimo de carga. Sendo assim, o carregamento limite de transformadores em uma condição normal de operação deve ser dimensionado de tal maneira que quando submetido a condições de emergência não sejam transgredidas as condições operativas recomendadas.

Para fins de avaliação do comportamento térmico do transformador submetido a uma condição de emergência, foi assumida a seguinte condição: identificados os perfis de curvas de carga característicos e indicado o tamanho do bloco de carga a ser transferido (reserva de atendimento a contingências, em MVA)

durante um determinado tempo (em horas), ter-se-á o carregamento limite cuja vida útil regulatória (40 anos) do transformador passaria a estar comprometida caso houvesse a transgressão do correspondente limite térmico.

Da condição adotada surgiu a seguinte necessidade: em qual instante deveria ser feita a transferência do bloco de carga? Embora haja grande incerteza acerca do instante de ocorrência de uma contingência, principalmente envolvendo transformadores de força, foi adotada a alocação do bloco de carga no instante a partir do qual a temperatura de *Hot-Spot* atinge seu valor mais elevado. Está no controle deste valor mais elevado e na avaliação dos impactos desta nova condição na vida útil do equipamento a determinação do critério de planejamento propriamente dito.

Considerando um transformador com potência nominal de 25 MVA, classe de isolamento de 65 °C, com limites térmicos iguais a 120 °C e 130 °C para condição de operação normal e de emergência respectivamente, e assumindo a transferência de um bloco de carga de 7,5 MVA (30% da sua capacidade nominal) por um período de 4 horas; tem-se que o carregamento limite que atende às restrições térmicas e permite ao equipamento assumir tal montante de carga durante aquele período equivale a 90% de sua capacidade nominal. Logo, este percentual é tido como o critério de planejamento adotado para o transformador em foco.

2.3. Caso Teste

Da teoria à prática, cálculos foram realizados para um grupo de transformadores da CPFL. A fim de ilustrar o comportamento dinâmico de determinação de critérios de planejamento diferenciados em substituição à adoção de um critério único para todas as empresas do grupo, foram selecionados 03 (três) transformadores com diferentes características físicas e perfis de carga, sendo eles:

Tabela 1 – Transformadores da CPFL escolhidos para o caso teste.

Transformador	Empresa	Região Elétrica	kVA	Tensão
CDJ 2	Paulista	Campinas Sul	25.000	138/11,9
PGR 1S3	Piratininga	Praia Grande	30.000	88/13,8
VDO	Paulista	Viradouro	12.500	138/13,8

Também para exemplificar as peculiaridades existentes entre estes transformadores no atendimento de suas cargas, seguem as curvas características de dias úteis para o mês de novembro de 2011.



Figura 3 – Curva característica de CDJ 2 para novembro de 2011 (dias úteis).

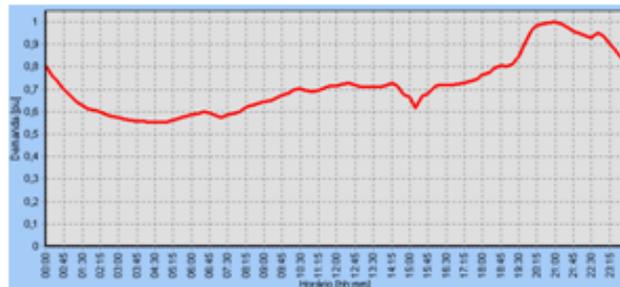


Figura 4 – Curva característica de PGR 1S3 para novembro de 2011 (dias úteis).



Figura 5 – Curva característica de VDO para novembro de 2011 (dias úteis).

Pode-se notar que, apesar da semelhança aparente no perfil destas curvas, há variações consideráveis em seus fatores de carga. Tais variações terão influência direta no cálculo dos critérios de planejamento.

Os resultados da metodologia aplicada aos equipamentos em pauta estão apresentados a seguir. Para obtenção destes valores foram consideradas as seguintes informações relativas a cada transformador: sistema de ventilação forçada; classe de isolamento 65°C; temperatura ambiente constante igual a 30°C; equacionamento via NBR 5416/1997 [2]; 40 anos de vida útil regulatória; e a ocorrência de 01 (uma) sobrecarga ao ano na qual o equipamento estará sujeito a uma carga adicional de 30% de sua capacidade nominal durante 01 (uma) hora.

Tabela 2 – Novos critérios de planejamento.

Transformador	Critério de Planejamento
CDJ 2	100,5 %
PGR 1S3	97,6 %
VDO	90,6 %

Os valores apresentados revelam, como esperado intuitivamente, como as especificidades de atendimento da carga de cada transformador influem diretamente nas suas condições operativas. E esta influência, até então acompanhada com detalhes pela área responsável pela operação do sistema, é agora traduzida em critério de planejamento. É interessante notar que para o transformador VDO, uma vez que o mesmo é submetido a demandas mais próximas de sua capacidade nominal durante um período de tempo maior, é natural que apresente um critério de planejamento reduzido em relação aos outros dois, dadas as considerações padrão a

que todos foram expostos em simulação.

[1] Índice de Aproveitamento de Subestação [1].

3. Conclusões

No que tange ao estabelecimento do critério de planejamento, a CPFL adota atualmente um valor de referência de 92,3% da respectiva capacidade nominal para todos os transformadores de força, compatível com o conceito de que, supondo-se a possibilidade de uma sobrecarga máxima de 20% em relação à respectiva potência nominal, cada equipamento deve apresentar uma folga mínima de 30% visando o atendimento emergencial da carga atendida por qualquer subestação vizinha em condição de contingência.

Com a possibilidade de definição de diferentes critérios de planejamento para os transformadores de força da CPFL (ou conjuntos de transformadores), vislumbram-se impactos imediatos na decisão dos planejadores quanto à necessidade de obras em subestações. Tais impactos são vistos como positivos uma vez que as individualidades regionais estarão sendo consideradas de forma a promover o início de um processo mais eficiente de alocação de investimentos decorrentes das transgressões de critérios avaliadas com a nova metodologia.

4. Referências bibliográficas

[1] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; “REN - Resolução nº 493 de 03/09/2002”.

[2] ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas; NBR 5416 – Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento; Julho, 1997.

[3] VIOTTI, F.A.; BUSTAMANTE, R.G.; BEZERRA, L. R.; MELLO, C.A.F.; ALMEIDA, A.M.; SILVA, A.; EIDT, J.F.; GESUALDI JR., L.C.; MAK, J.; BRONDANI, O.P.; Critérios e Procedimentos para Determinação de Limites de Carregamento em Unidades Transformadoras; GCOI/ELETROBRÁS, 1986.

[4] MICHAEL, A. F.; WOODCOCK, D. J.; Life-Cycle Considerations of Loading Transformers Above Nameplate Rating; Proceedings of the Sixty-Fifth Annual International Conference of Doble Clients, 1998, Sec 8-10.1

[5] VASCONCELLOS, V.; ZANETTA Jr., L. C.; Sistema de Gestão de Carregamento Máximo Admissível de Transformadores Através de Curvas de Carga Características; III CONCIER, Medellín, Colômbia, 2007.

[6] Fu, W., McCalley, J. D., Vittal, V.; Risk Assessment for Transformer Loading; IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 16, NO. 3, AUGUST 2001.

[7] Perera, K. B. M. I.; Lucas; J. R.; Load of Transformers Beyond Nameplate Rating; Engineer, Journal of the Institution of Engineers, Sri Lanka, Nº 3, September 1999, pp 58-65.

[8] G., SWIFT; MILINSKI, T.; Power Transformer Life-Cycle Cost Reduction; In Electricity Today (Canadian Electricity Forum), Toronto, ON, Canada, April, 1997.

[9] MENDES, J. C.; Transformadores e Reatores de Potência em Alta Tensão: Análise de Estado -

Revitalizar ou Substituir?; SIGAMT – Seminário de Gerenciamento de Ativos e Manutenção da Transmissão e Desempenho do Setor Elétrico, Brasília, 2008.

1 : Índice de Aproveitamento de Subestação [1]