



GSE/007

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

## GRUPO VIII

### GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS (GSE)

#### CARACTERIZAÇÃO DE ENVELHECIMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA: ANÁLISE COMPARATIVA

Paulo Roberto Bianchi (\*)  
ITAIPU BINACIONAL

C. Celso de Brasil Camargo  
LabPlan / U.F.S.C.

Flávio Luciano Alves de Souza  
LIGHT S A..

## RESUMO

O objetivo deste texto é apresentar o resultado de estudo comparativo entre os métodos utilizados pela Light Serviços de Eletricidade, no que diz respeito a avaliação do estado de degradação de seus transformadores de potência, com a Metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos – Metodologia TCE, que compreende a realização de vários testes estatísticos baseados em distribuições de probabilidade com características de envelhecimento. Também neste artigo é apresentada análise custo/benefício de forma a optar-se entre substituição ou renovação dos transformadores estudados.

**PALAVRAS – CHAVE:** Transformadores de Potência, Caracterização de Envelhecimento, Análise Custo/Benefício.

### 1.0 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

Um dos grandes problemas para as companhias concessionárias de energia elétrica, diz respeito ao gerenciamento da vida dos equipamentos elétricos. Em função das dificuldades de aquisição de novos equipamentos, devido a problemas de contenção de despesas, e no caso do Brasil, pela existência de uma grande quantidade de equipamentos com idade avançada de operação, este problema fica evidenciado.

Os equipamentos elétricos de alta tensão e em particular os transformadores de potência, objeto deste artigo, possuem um desgaste natural durante sua vida

útil ao longo dos anos de operação. De forma a gerenciar este desgaste e de maneira a garantir um adequado nível de confiabilidade, é que sofisticadas estratégias de manutenção têm sido desenvolvidas e aplicadas. Apesar desta manutenção, cada equipamento ou peça possui um determinado tempo de vida, sendo o gerenciamento deste tempo de vida essencial à otimização na tomada de decisão de se proceder a renovação ou a substituição do equipamento em análise.

Assim para um melhor equacionamento da tomada de decisão, há a necessidade de se determinar o estado atual de degradação do equipamento em estudo, sendo a determinação da idade atual e tempo de vida remanescente dos equipamentos motivo de muitas pesquisas, seja por parte do usuário do equipamento ou por parte de fabricantes, através de novas técnicas de monitoramento “on – line” e/ou “off-line” de grandezas que auxiliem no diagnóstico de seu estado.

### 2.0 - MÉTODOS UTILIZADOS PELA LIGHT

Com o objetivo do aumento da confiabilidade operacional de seus transformadores de potência e conseqüente diminuição no número de falhas, a Light Serviços de Eletricidade iniciou, em 1997, um programa de revitalização de um grupo de transformadores.

(\*) AV. Tancredo Neves, 6702  
85855-970 Foz do Iguaçu - PR - Brasil  
Tel: (45) 520 - 3539, Fax: (45) 522 - 1524  
e -mail: bianchi@itaipu.gov.br

## 2.1 Critério de Seleção dos Transformadores

Os transformadores foram selecionados de acordo com os seguintes critérios:

- Grau de risco da unidade,
- Número de transformadores sob risco na subestação,
- Tipo dos circuitos alimentadores supridos pelo transformador,
- Carga da Subestação,
- Importância da Subestação no sistema.

Em maio de 1997, existiam na Light um total de 333 transformadores e 53 unidades em disponibilidade, sendo selecionados, de acordo com os critérios acima mencionados, para o programa de revitalização 18 transformadores, sendo seis unidades em sua primeira etapa, entre 1997 e 1998, e as outras 12 unidades na segunda etapa, entre os anos de 1998 e 1999. Este programa envolveu unidades de transformadores com potência de 15/20 MVA e 30/40 MVA, relações de tensões de 138/13,8 kV com ligações Delta / Estrela.

Deve-se ressaltar que a classificação de risco para as unidades transformadoras e adotada pela Light, foi fundamentada nos resultados de análises de gases dissolvidos no óleo isolante, análises físico – químicas do óleo e evolução da concentração de Furfuraldeído (2Fal) no óleo isolante. Também em alguns casos, medições de outras características foram realizadas pela Light em conjunto com o Cepel, através da monitoração e localização de descargas parciais por método acústico, estando ainda o transformador em operação (1).

## 2.2 - Benefícios Obtidos

Quanto aos principais benefícios obtidos, pela Light, com este programa de revitalização, pode-se citar (2):

- Elevação da vida residual média de 20 % para 68 % da vida normal da isolação de transformadores novos.
- Possibilidade de confirmar se as premissas adotadas na seleção das unidades transformadoras, se configuraram na prática, levando com isso `a possibilidade de aperfeiçoamento das técnicas de avaliação atuais.
- Redução substancial do número de falhas, que em 1990 era de cerca de 3 % ao ano, de 0,2 % em 1997 e de 0,2 % em 1998.

- Eliminação das unidades de risco 1 (neste grau de risco em 1997) e em andamento o processo de revitalização para as unidades de risco 2.

## 3.0 - TEORIA DA CARACTERIZAÇÃO DE ENVELHECIMENTO DE EQUIPAMENTOS – METODOLOGIA TCE

A Teoria de Caracterização do Envelhecimento de Equipamentos – Metodologia TCE , é baseada em funções – teste que identificam os intervalos de tempo nos quais um equipamento ou conjunto de equipamentos apresenta degradação. Este testes estatísticos são baseados nos conceitos de distribuições de probabilidade com características de envelhecimento e que preservam a ordem cronológica dos eventos de falha, ou seja, uma modelagem que se aproxime o mais possível do comportamento de um equipamento durante sua operação.

### 3.1 - Funções – Teste de Envelhecimento

Dentre as funções – teste que identificam o envelhecimento, pode-se citar:

- IFR - Taxa de Falha Crescente,
- IFRA- Taxa de Falha Crescente na Média,
- NBU - Novo Melhor que Usado,
- NBUE - Novo Melhor que Usado sob o ponto de vista da Média,
- NBUFR - Novo Melhor que Usado sob o ponto de vista da Taxa de Risco de Falha,
- DMRL - Vida Residual Média Crescente.

As conclusões da aplicação da metodologia TCE em casos já estudados mostram que dentre as funções - teste aplicadas, a mais apropriada foi a função IFR, sendo ainda a que teve melhor comportamento a função IFR segundo Rojo (3). Em função do exposto, o modelo adotado neste estudo foi baseado nos conceitos da função IFR, a qual a seguir será detalhada.

### 3.2 - IFR 1 – Taxa de Falha Crescente Segundo Ebrahimi

De acordo com Ebrahimi (4) , uma função é IFR se for satisfeita a seguinte condição :

$$R(t+x) / R(t) \text{ é decrescente em } t \text{ para todo } t, x \geq 0.$$

Esta função compara as taxas de função confiabilidade de um determinado período com as taxas de função confiabilidade dos demais períodos subsequentes, ou seja, :

$$R(t+x) / R(t) > R(t+x+1) / R(t+1),$$

onde x e t percorrem todo histórico de dados.

Sendo que a taxa de função confiabilidade e a taxa de função risco de falha se relacionam pela seguinte expressão :

$$R(t) = \exp. - (\lambda .t)$$

### 3.3 - IFR 2 -Taxa de Falha Crescente Segundo Bagai e Jain

De acordo com Bagai e Jain (5) , uma função é IFR se for satisfeita a seguinte condição :

$$\lambda(t) \text{ é não decrescente em } t \text{ para todo } t \geq 0.$$

### 3.4 IFR 3 - Taxa de Falha Crescente Segundo Sengupta

De acordo com Sengupta apud Henz (3) , uma função é IFR se for satisfeita a seguinte condição:

$$R(t+1) / R(t) \text{ é decrescente para todo } t \geq 0$$

Ou seja,  $R(t+1) / R(t) > R(t+2) / R(t+1)$

### 3.5 IFR 4 - Taxa de Falha Crescente segundo Rojo

De acordo com Rojo (6) , uma função é IFR se for satisfeita a seguinte condição :

$$- \ln [R(t)] = \text{taxa de risco de falha acumulada é convexa.}$$

Para um melhor entendimento, considere-se a Figura 1 a seguir que representa a função  $(-\ln [R(t)])$  versus t que é a expressão da Taxa de Risco Acumulada.

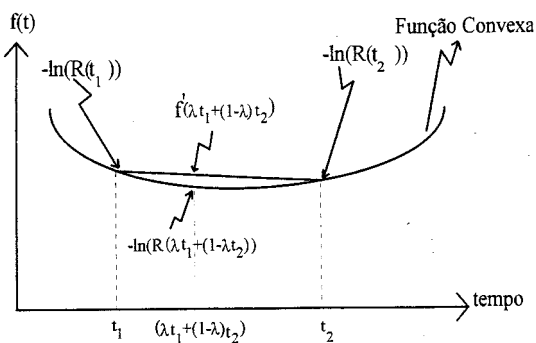


FIGURA 1 – Exemplo Genérico de Função Convexa

Para que uma função seja convexa, o valor da função nos pontos sobre o segmento de linha  $\lambda.t_1 + (1 - \lambda).t_2$  deve ser menor ou igual à altura da corda unindo os

pontos  $[t_1, f(t_1)]$  e  $[t_2, f(t_2)]$  , ou seja, a corda que une  $t_1$  a  $t_2$  não corta a função  $-\ln [R(t)]$  em nenhum ponto e seus valores são sempre maiores ou iguais aos valores da curva, mostrando que a função é convexa.

## 4.0 - TRANSFORMADORES ESTUDADOS

Do total de transformadores existentes em 1997, na Light Serviços de Eletricidade S. A., conforme mencionado no item 2.1, procurou-se agrupá-los em duas famílias levando-se em conta os seguintes critérios:

- tempos de vida útil semelhantes;
- mesmo projeto;
- unidades que estavam em operação;
- consideradas as unidades que foram revitalizadas;
- não consideradas as unidades que entraram em operação nos anos de 1998,1999 e 2000.

### 4.1 - Quantidade de Transformadores

Levando-se em consideração os critérios acima mencionados, a Tabela 1 apresenta um resumo das quantidades e famílias de transformadores que foram consideradas na aplicação prática da metodologia TCE.

TABELA 1: Resumo das Famílias de Transformadores

FAMÍLIA	Tipo de Transf.	Idade em anos	Quant.
1	15 / 20 MVA 138/ 13,8 kV	>15	84
2	30 / 40 MVA 138 /13,8 kV	>15	27
<b>TOTAL</b>			<b>111</b>

### 4.2 - Falhas Totais e Taxas de Falhas

Na consideração das falhas ocorridas, foram consideradas apenas as que efetivamente contribuíram para o estado de degradação das unidades consideradas, ou seja, não foram consideradas falhas em dispositivos auxiliares nem falhas nos comutadores de carga dos transformadores.

Nas Tabelas 2 e 3 estão relacionadas as taxas de falhas para as unidades de transformadores relacionadas na Tabela 1 e as confiabilidades calculadas a partir da distribuição exponencial pela relação  $R = \exp. - \lambda . T$ .

TABELA 2 - Falhas e Taxas de Falhas - Família 1

ANO	FALHAS	Taxas de Falhas	Confiabilidade
1990	2	0,024	1,000
1991	3	0,036	0,965
1992	7	0,083	0,847
1993	9	0,107	0,725
1994	10	0,119	0,621
1995	12	0,143	0,489
1996	7	0,083	0,608
1997	7	0,083	0,559
1998	7	0,083	0,515
1999	3	0,036	0,723

TABELA 3 - Falhas e Taxas de Falhas - Família 2

ANO	FALHAS	Taxas de Falhas	Confiabilidade
1990	2	0,074	1,000
1991	0	0,000	1,000
1992	1	0,037	0,929
1993	0	0,000	1,000
1994	0	0,000	1,000
1995	0	0,000	1,000
1996	0	0,000	1,000
1997	4	0,148	0,355
1998	6	0,222	0,169
1999	2	0,074	0,514

### 4.3 Caracterização de Envelhecimento

Aplicando-se a metodologia TCE aos valores das Tabelas 1 e 2, excluindo-se o ano de 1999 devido ser um ano atípico no qual os efeitos das manutenções preditivas implantadas pela Light começaram a apresentar resultados, obtêm-se os valores indicados na Tabela 4 (6).

TABELA 4 - Resultados da Metodologia TCE Excluindo-se o Ano de 1999

Função Teste	Família 1 (t=0 a 8)	Família 2 (t=0 a 9)
IFR1	t =8 em diante	t =8 em diante
IFR2	T= 6 em diante	t =6 em diante
IFR3	t =8 em diante	t =8 em diante
IFR4	Nota 1	Nota 1

Nota 1: Não Caracterização do Envelhecimento

### 4.4 Vida Residual Média

Na Tabela 5 é apresentada a vida residual média, relativa a cada ano indicado, tanto para os transformadores da família 1 quanto para os da família 2, a partir dos valores de confiabilidade indicados nas

Tabelas 2 e 3 respectivamente, bem como da expressão a seguir indicada:

$$e_x(x) = \frac{\sum_x^t R_x(x)}{R_x(x)},$$

Onde :

$R_x(x)$  - Confiabilidade no tempo x

$\sum_x^t R_x(x)$  - Somatório das confiabilidades desde o tempo x até o tempo t.

TABELA 5 – Vida Residual Média dos Transformadores Analisados

	90	91	92	93	94	95	96	97	98
F-1	6,3	5,6	5,2	4,9	4,7	4,5	2,8	1,9	1,0
F-2	7,4	6,4	6,0	4,5	3,5	2,5	1,5	1,5	1,0

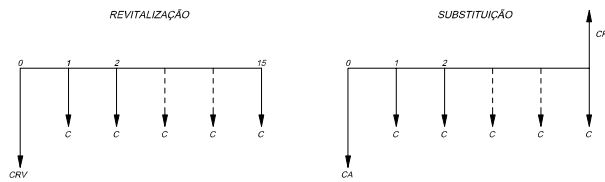
### 5.0 - REVITALIZAÇÃO X SUBSTITUIÇÃO

Nesta parte do estudo, após a caracterização do envelhecimento das respectivas famílias de transformadores e determinação do momento no qual se deve promover a substituição dos mesmos, foi realizada verificação de qual é a melhor alternativa, ou seja, substituir ou revitalizar os equipamentos.

Dessa forma, algumas considerações passarão a ser feitas para ambas as famílias de transformadores, conforme apresentado a seguir.

- Preço da revitalização da ordem de 45 % do equipamento novo (2)
- Considerada uma taxa de falhas média de 0,3% para o equipamento reparado, ao longo dos 15 anos de horizonte de comparação
- Considerado igual a zero o valor residual do transformador revitalizado ao final dos quinze anos.
- Considerado como custos anuais, os custos de manutenção acrescidos aos das perdas de venda energia..
- Considerado para o transformador novo, seu valor de revenda ao final do 15º ano, levando-se em conta uma depreciação linear.

Têm-se, portanto, os fluxos de caixa de acordo com a Figura 2 para a revitalização e substituição respectivamente.



**FIGURA 2 – Fluxo de Caixa Para Revitalização X Substituição**

Onde :

CRV - custo da revitalização (45 % de CA) ;

C - custos de manutenção mais custos de energia não fornecida (conforme indicado em 6.1 e 6.2 Respectivamente) ;

CR - valor de revenda do transformador novo;

CA - custo de aquisição do transformador novo:

R\$ 300.000,00 - p/ trafo família 1

R\$ 390.000,00 - p/ trafo família 2;

(P/A; 15%; 15) - valor obtido em tabela financeira.

Então o Custo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) é calculado pela seguinte expressão :

$$CAUE = CRV + C (P/A; 15\%; 15) , \text{ para a Revitalização}$$

$$CAUE = CA + C (P/A; 15\%; 15) - CR (P/F; 15\%; 15), \text{ para a Substituição.}$$

### 5.1 Custos de Manutenção

Os custos anuais de manutenção considerados foram obtidos de transformadores da Itaipu Binacional, similares aos da Light Serviços de Eletricidade S.A., conforme indicados abaixo (7) :

- US\$ 2.510,00, para os transformadores de 15/20 MVA – Família 1
- US\$ 2.870,00, para os transformadores de 30/40 MVA – Família 2

### 5.2 - Custos de Energia Não Fornecida para a Empresa

O custo da energia não fornecida para a empresa será calculada pela seguinte expressão:

$$\text{Energia Não Fornecida} = (MVA \text{ ou } MW) \times TMR \times X (\lambda) \times \text{Tarifa de Energia}$$

Onde :

MVA ou MW - potência do transformador, sendo no caso estudado 20 MVA e 40 MVA para as famílias 1 e 2 respectivamente.

TMR - Tempo Médio de Reparo, sendo utilizado o valor de 160,9 horas (7).

$\lambda$  - Taxa de Falhas, sendo utilizado até o décimo quarto ano de vida operacional do transformador desafiante o valor de 0,0147 (7) . Para os anos subsequentes serão utilizados os valores das tabelas 1 e 2.

Na determinação da vida econômica dos transformadores desafiantes utilizou-se o valor de 0,0147 para toda sua vida útil.

Tarifa de Energia – Utilizado o valor médio de US 33,00 por MWh ou MVAh.

### 5.3 – Cálculo dos Custos Anuais Uniformes (CAUE)

Considerando-se as premissas relatadas e os fluxos de caixa da Figura 2, obtêm-se os valores de Custos Anuais Uniformes Equivalentes ( CAUE ) indicados na Tabela 6.

**TABELA 6 - Revitalização X Substituição - Custos Anuais Uniformes Equivalentes**

FAMÍLIA	REVITALIZAÇÃO	SUBSTITUIÇÃO
1	US\$ 176.726,00	US\$ 313.791,00
2	US\$ 239.568,00	US\$ 411.102,00

Verifica-se assim, pela Tabela 6, que os valores dos custos anuais uniformes equivalentes (CAUE), correspondentes à opção de revitalização são inferiores aos da opção de substituição. Dessa forma , no caso estudado, a escolha da revitalização torna-se vantajosa em relação à de substituição dos transformadores.

### 6.0 AVALIAÇÃO DE RESULTADOS: METODOLOGIA LIGHT X METODOLOGIA TCE

Visando a avaliação dos resultados entre as metodologias Light e TCE, as seguintes premissas foram consideradas :

- A separação entre famílias de transformadores, de 15/20 MVA e 30/40 MVA, deve-se a uma melhor otimização nos cálculos pela metodologia TCE. Esta separação não foi utilizada pela Light.
- A avaliação entre as duas metodologias, será restrita aos valores registrados para os 12 transformadores abertos pela Light até o ano de 1999 e relatados em (2).

- O ano de comparação de resultados, será o ano de 1997, no qual foram iniciados os trabalhos de revitalização dos transformadores pela empresa.

Na Tabela 8 , encontram-se sintetizados os principais valores provenientes da aplicação das duas metodologias nos transformadores de potência da Light.

**Tabela 8 – Comparativo de Valores Aplicando-se as Metodologias Light e TCE**

Descrição	Light	TCE	
		Família 1	Família 2
<b>Vida Operac.</b>		22.6 anos	
<b>Vida Estimada</b>	21,2 anos	23 anos / 21 anos (Nota1)	23 anos / 22 anos (Nota2)
<b>Vida Residual</b>	4,4 anos	1,9 anos	1,5 anos
<b>Revitalizar X Substituir</b>	Revitalizar	Revitalizar	Revitalizar
<b>Momento da Subst.</b>	—	1992	1992
<b>Elevação da Vida Residual</b>	De 4,4 anos Para 15 anos	—	—

Nota 1: 23 anos, para IFR1 e IFR3  
21 anos, para IFR2.

Nota 2: 23 anos, para IFR1 e 22 anos para IFR2.

## 7.0 - CONCLUSÕES

- A utilização da metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos – Metodologia TCE, requer que no banco de dados de taxas de falhas levantado, seja realizado uma filtragem bem como validação dos dados a serem empregados.
- A aplicação prática da Metodologia TCE, nos transformadores da Light, apresentou resultados bem próximos dos obtidos por esta concessionária ao utilizar-se de seus próprios métodos, mostrando-se portanto como mais uma ferramenta na determinação do estado de degradação dos transformadores de potência em conjunto com os métodos atualmente praticados pelas concessionárias e fabricantes destes equipamentos.
- Constatou-se, também, que a Metodologia TCE é de fácil aplicabilidade em comparação com os métodos atualmente empregados, requerendo no entanto um histórico bastante confiável das taxas de falhas dos equipamentos, o que nem sempre é possível obter.
- A análise custo / benefício realizada, apresentou resultados que confirmaram os valores obtidos

pela Light, chegando-se também à conclusão que realmente deveriam os transformadores ser substituídos ou renovados.

- Ainda na análise custo / benefício, confirmou-se a opção por revitalização dos transformadores de potência ao invés de sua substituição, pressupondo-se que a taxa de falhas dos equipamentos renovados caia para uma taxa de 0,3% ao ano. Esta taxa só poderá ser confirmada no decorrer dos anos, após a efetivação da renovação.

## 9.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) MENDES, José Carlos, SOUZA, Flávio Luciano A., BARRETO JÚNIOR et al . Aspectos relevantes na revitalização de transformadores de potência de alta tensão. In ERLAC, VIII, 1999. Ciudad Del Leste-Paraguay. **Anais...** p.5.

(2) SOUZA, Flávio Luciano A., MENDES José Carlos, CHAVES, José Antônio Moreira et al. Avaliação do estado de transformadores de potência retirados do sistema prventivamente. In ERLAC, VIII, 1999. Ciudad Del Este- Paraguay. **Anais...**4p

(3) HENZ, Leandro, COELHO, Jorge. Testes Para Caracterização do Envelhecimento de Equipamentos. In SNPTEE, XV, 1999. **Anais...** [CD – ROM]. Foz do Iguaçu : ITAIPU,1999.

(4) EBRAHIMI, Nader. Two replacement policies. **IEEE Transactions On Reliability.** V.42, n.1, p.141-147, mar. 1993.

(5) BAGAI, Isha, JAIN, Kanchan. Improvement, deterioration, and optimal replacement under age – replacement with minimal repair. **IEEE Transaction On Reliability.** v.43, n.1, p. 156-162, mar. 1994.

(6) ROJO, Javier. Characterization of some concepts of aging. **IEEE Transaction On Reliability.** v. 44, n.2, p. 285- 290, jun.1995.

7) BIANCHI, Paulo Roberto. **Caracterização de Envelhecimento de Transformadores de Potência: Análise Comparativa.** Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2000.