



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GSE/02
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – VIII

GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTO DE ALTA TENSÃO - GSE

**ESTATÍSTICA DE TAXA DE FALHAS DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO NO SISTEMA ELÉTRICO
BRASILEIRO ASSOCIADO À VIDA ÚTIL DOS EQUIPAMENTO**

André G. L. Perim(*)
Ministério de Minas e Energia

Thiago Fernandes Neri

João Daniel de A. Cascalho
Ministério de Minas e Energia

Rodrigo Pereira Barbosa

Andréia Maia Monteiro
ONS

Tito Ricardo Vaz da Costa

José Brito Trabuço
Ministério de Minas e Energia

RESUMO

Este artigo traça um panorama sobre a vida útil dos transformadores de instrumento instalados no Brasil e relaciona as estatísticas encontradas com o trabalho desenvolvido pelo CIGRÉ 0. O objetivo do trabalho é o nivelamento do entendimento da correlação entre as falhas em equipamentos com o final de vida útil dos mesmos, servindo, portanto, como uma ferramenta de auxílio na tomada de decisão dos agentes do setor elétrico em relação à substituição desses equipamentos, sem deixar de considerar as normas vigentes fixadas pela ANEEL para a vida útil contábil de transformadores de instrumento.

PALAVRAS-CHAVE

Transformadores de instrumento, vida útil, estatística de falhas, disjuntores, para-raios.

1.0 - INTRODUÇÃO

Ao fim de 2013, em função de ocorrências originadas por explosões de transformadores de instrumento, disjuntores e para-raios, a Secretaria de Energia Elétrica – SEE do Ministério de Minas e Energia – MME supôs que o número de eventos similares pudesse estar aumentando nos últimos anos. Devido à quantidade de ocorrências encontradas e a severidade de algumas delas (desligamentos de outras funções de transmissão, como barramento de subestações, e eventualmente ocasionando cortes de carga), iniciou-se um trabalho com o intuito de traçar um panorama do problema para auxiliar na redução dos defeitos que causam interrupção do fornecimento de energia aos consumidores e aumento na melhoria da qualidade do serviço prestado.

Assim, foi iniciada uma série de reuniões com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME para identificar pontos de melhorias no processo de substituição dos transformadores de instrumentos, buchas, disjuntores e para-raios devido à possibilidade de fim de vida útil dos mesmos. No âmbito desse grupo, devem ser analisadas ações que aprimorem o processo de identificação e substituição dos equipamentos, bem como obter as condições de operação nas quais os equipamentos avariados estavam submetidos, tendo como base comparações com horizontes de tempo, de pelo menos 5 anos.

(*) Esplanada dos Ministérios Bloco U – sala 610 - 6º Andar – CEP 70065-900 Brasília, DF – Brasil
Tel: (+55 61) 2032-5408 – Email: andre.perim@mme.gov.br / monitoramento@mme.gov.br

Para o trabalho inicial, apresentado nesse documento, o grupo priorizou as falhas de transformadores de corrente, devido à frequência e severidade das ocorrências apresentadas por esse tipo de equipamento e às falhas que levaram a um montante significativo de corte de carga no final de 2013 e início de 2014.

2.0 - ANÁLISES PRELIMINARES

Na primeira reunião, no dia 10 de janeiro de 2014, o ONS efetuou apresentação sobre as estatísticas de explosões de alguns equipamentos, entre eles transformadores de instrumento, para-raios e disjuntores, verificadas no período de 2012 a 2014. Foram identificadas 113 ocorrências originadas por explosões dos equipamentos, sendo que em 31% houve cortes de carga e em 9% houve cortes de carga superiores a 100 MW. A Figura 1 abaixo apresenta o levantamento feito pelo ONS:

Localização	2012	2013	2014	Total	%
Total	50	59	4	113	100,0%
Transformador de Corrente	16	17	4	37	32,7%
Disjuntor	7	12	0	19	16,8%
Para-raio	12	7	0	19	16,8%
Bucha	2	12	0	14	12,4%
Transformador de Potencial	7	6	0	13	11,5%
Outros	6	5	0	11	9,7%
Unidade Capacitiva	2	2	0	4	
Cubículo	2	1	0	3	
Chave Fusível	1	0	0	1	
Seccionadora	1	0	0	1	
Tanque	0	1	0	1	
Outras localizações	0	1	0	1	

Corte de Carga	2012	2013	2014	Total	%
Com corte de carga	20	15	0	35	31,0%
Com corte de carga > 100 MW	6	4	0	10	8,8%

Estação do ano	2012	2013	2014	Total	% Total	% 2012	% 2013	% 2014
Verão	15	16	4	35	31,0%	30,0%	27,1%	100,0%
Fora do verão	35	43	0	78	69,0%	70,0%	72,9%	0,0%
TOTAL	50	59	4	113				

Figura 1 - Levantamento de explosões de equipamentos – 10/01/2014 - ONS

Não ficou definido um critério claro que permita caracterizar o fim da vida útil dos equipamentos assim como também não foi verificada a associação das explosões com a região do país ou época do ano, sendo necessária ampla discussão para elaboração de um critério objetivo.

Coube ao grupo reunir maiores informações sobre as falhas desses equipamentos e com isso, a ANEEL ficou de realizar o mapeamento dos equipamentos, com identificação do tempo de fabricação, características técnicas, famílias e também de solicitar os planos de substituição das empresas. O ONS se prontificou a estender o período de análise, pelo menos, até o ano de 2007.

Na 2ª Reunião, dia 24/06/2014, o ONS e a ANEEL apresentaram os estudos que realizaram sobre os equipamentos que sofreram falha de 2005 a 2014, com identificação do tempo de fabricação, características técnicas e famílias, com base nas informações enviadas pelas empresas transmissoras. A ANEEL levantou 747 falhas, destacando-se os seguintes equipamentos: transformadores de corrente (TC), transformadores de potencial (TP), para-raios e disjuntores. Seguem alguns comentários observados no levantamento.

- a) No caso de disjuntores:
 - Aproximadamente 40% das ocorrências envolveram equipamentos com fabricação há mais de 30 anos;
 - 83% das ocorrências estavam relacionadas a equipamentos com isolamento a SF6.
- b) No caso de para-raios:
 - Aproximadamente 46% das ocorrências envolveram equipamentos com fabricação há mais de 30 anos;
 - 64% dos defeitos foram caracterizados como falha interna dielétrica.
- c) No caso de TPs:
 - Cerca de 40% das ocorrências envolveram equipamentos com fabricação há mais de 30 anos;
 - 51% dos defeitos caracterizados como falha interna dielétrica e 25% como vazamento de fluido isolante.
- d) No caso de TCs:

- Quase 73% das ocorrências envolveram equipamentos com fabricação há mais de 30 anos, sendo caracterizada tipicamente uma associação com a “curva da banheira” de falhas de equipamentos;
- 42% dos defeitos foram caracterizados como falha interna dielétrica e 38% como vazamento de fluido isolante.

Nos gráficos mostrados na Figura 2 podemos concluir, portanto, que todos os equipamentos apresentaram alto índice de falhas para equipamentos com mais de 30 anos de vida, com especial atenção para os transformadores de corrente, com um percentual de 73%.

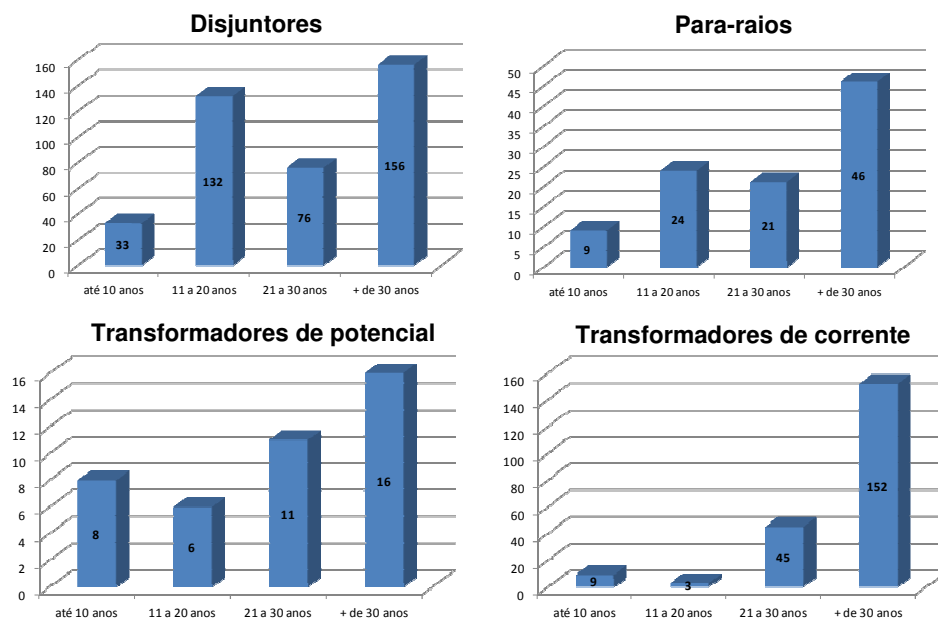


Figura 2 – Falhas, por ano de fabricação, levantadas pela ANEEL junto aos agentes de transmissão do SIN.

Após essa visão inicial, foi definido que, primeiramente, se analisariam mais detalhadamente as falhas dos transformadores de corrente, definindo-se um processo que poderia ser utilizado para a análise dos demais equipamentos. Assim, de posse das informações coletadas pela ANEEL e ONS junto aos agentes, o grupo de trabalho aprimorou as estatísticas de modo a calcular uma taxa de falha dos equipamentos para uma melhor comparação.

3.0 - ANÁLISE CONSOLIDADA DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Fundamentado nas informações coletadas, o grupo de trabalho calculou a taxa de falhas com base na referência do *CIGRÉ 0*, obtendo uma classificação por ano de fabricação e por família (fabricante e modelo) de transformadores de corrente.

Para isso, foi utilizada a metodologia de taxas de falhas de transformadores de instrumento do *CIGRÉ*, contida no documento “Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment”⁰.

O presente documento abrange os resultados de uma pesquisa ampla sobre a confiabilidade de transformadores de instrumento no Sistema Interligado Nacional - SIN. Para compor essa estatística, o relatório analisou os dados de vários países e utilizou como metodologia para cálculo de taxa de falha:

- Identificar as falhas graves (*major failures*), falhas que causaram incêndio ou explosão ou falhas que impedem o funcionamento de uma ou mais das suas funções fundamentais, ou que provoquem uma mudança imediata nas condições de funcionamento do sistema ou que resultem na remoção obrigatória de serviço em 30 minutos para manutenção não programada.
- Elaborar a estatística dividindo a quantidade de falhas graves pelos anos supervisionados e pela quantidade de equipamentos existentes no sistema. Para fins de equiparação à unidade adotada pelo *CIGRÉ*, os valores assim obtidos são multiplicados por 100 (n° falhas por 100-equipamentos-anos).

É importante a identificação de falhas graves, pois o universo apresentado pela ANEEL foi vasto. Assim, como frisa a brochura do *CIGRÉ* que foi utilizada como referência, podemos considerar apenas como falhas graves as explosões listadas pelo ONS.

O ONS apresentou estatísticas de explosões para o período entre 2005 e 2014. O intervalo de tempo observado foi de 3.326 dias ou 9 anos, 1 mês, 1 semana e 1 dia. Dessa forma, para a taxa de falha das famílias de TCs, o grupo trabalhou os dados fornecidos pela ANEEL e pelo ONS, cruzando as informações de explosões em transformadores de corrente com o banco de dados de equipamentos das instalações das empresas do setor elétrico.

A ANEEL forneceu uma base de 25.483 transformadores de corrente instalados no Sistema Interligado Nacional. Assim, foram filtradas, também, as famílias de transformadores de corrente que possuem menos de 100 equipamentos no sistema, pois a taxa de falha das mesmas ficava distorcida devido à quantidade pequena comparada a famílias com quantidade instalada mais expressiva. Na Figura 3, podemos ver a quantidade de cada família na amostra de dados.

Destaca-se que assim como realizado pela pesquisa conduzida pela *CIGRÊ* 0, é assegurada a confidencialidade das informações analisadas, ou seja, fabricantes envolvidos, famílias de equipamentos analisados, assim como os agentes proprietários dos mesmos são identificados de forma figurativa.

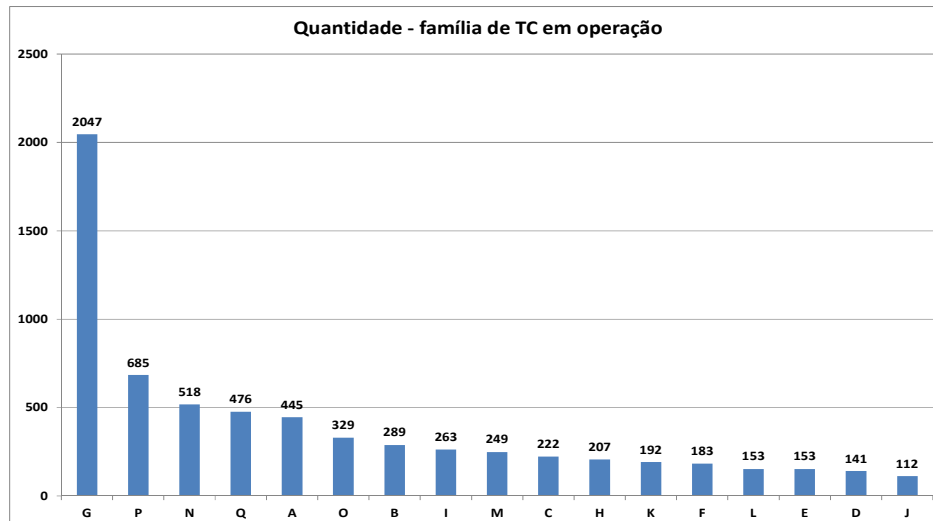


Figura 3 – Quantidade de TCs em operação por família

Segundo a metodologia de cálculo de taxa de falha descrita na parte 4 do documento do *CIGRÊ* 0, a taxa de falha é representada em função de 100 equipamentos vezes anos observados. A taxa de falha média é obtida somando a quantidade de falhas, dividindo por todo o universo considerado e pelo número de anos observado. Nesse documento, o *CIGRÊ* calculou uma taxa de falha média (falhas graves) para a amostra de TCs estudada e chegou ao número de 0,053 *major failures* / 100 IT-anos (para unidades monofásicas). Esse valor pode ser usado, resguardadas as devidas proporções, como uma comparação com o SIN, pois no levantamento realizado pela *CIGRÊ* consideram-se todas as famílias de TCs em operação, mesmo aquelas que não apresentaram falhas. Já no levantamento realizado para o SIN levou-se em conta apenas as famílias que apresentaram falhas.

Na Figura 4, apresentamos as taxas de falha por explosão e sua comparação com a média do SIN e calculada pelo *CIGRÊ*:

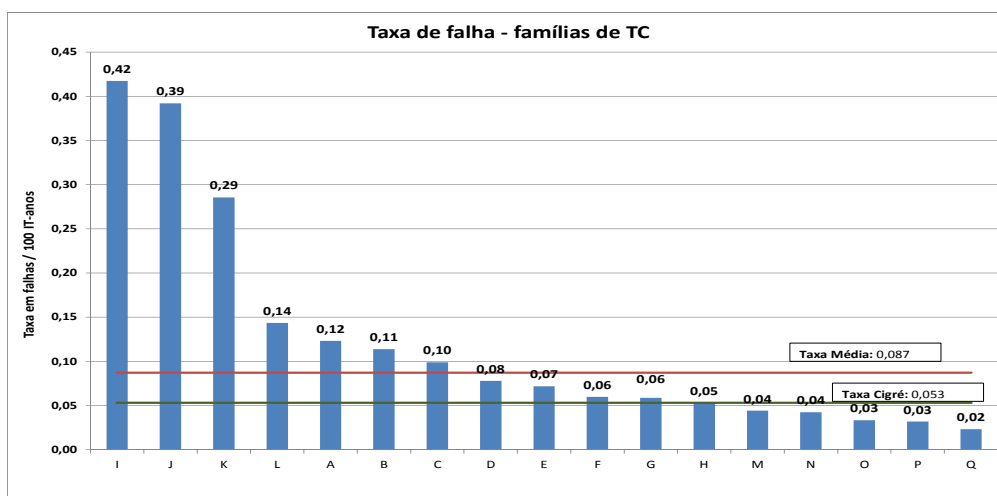


Figura 4 – Taxa de falha por explosão de TCs por família

Percebe-se que os TCs da família I e J, embora não representem as maiores populações do SIN, são os que apresentam maior taxa de falha por explosão. Porém, para se associar as explosões à vida útil dos equipamentos, o dado mais importante é o ano de fabricação dos equipamentos que falharam.

Abaixo, na Tabela 1, podemos observar que embora nem todos os que apresentaram maior taxa de falha sejam de vida maior que 30 anos, uma grande parcela é.

Tabela 1 – Comparação entre taxa de falha e ano médio de fabricação para explosões

Modelo	Ano Médio Fabricação	Taxa falha
I	1980	0,42
J	1980	0,39
K	2002	0,29
L	2001	0,14
A	1984	0,12
B	2006	0,11
C	1975	0,10
D	1979	0,08
E	1996	0,07
F	1980	0,06
G	1986	0,06
H	1981	0,05

Ao longo das demais reuniões e das novas informações coletadas pela ANEEL junto aos agentes, o ONS percebeu que as explosões registradas estavam na maioria das vezes associada a uma falha interna dielétrica. Se as falhas internas dielétricas tem grande probabilidade de gerarem uma explosão, o conceito de falhas graves pode ser estendido a elas. A ANEEL possuía já uma estratificação dos tipos de falhas de cada transformador de corrente, por isso, a definição de uma nova tabela foi simples e os resultados se encontram mostrados na Figura 5.

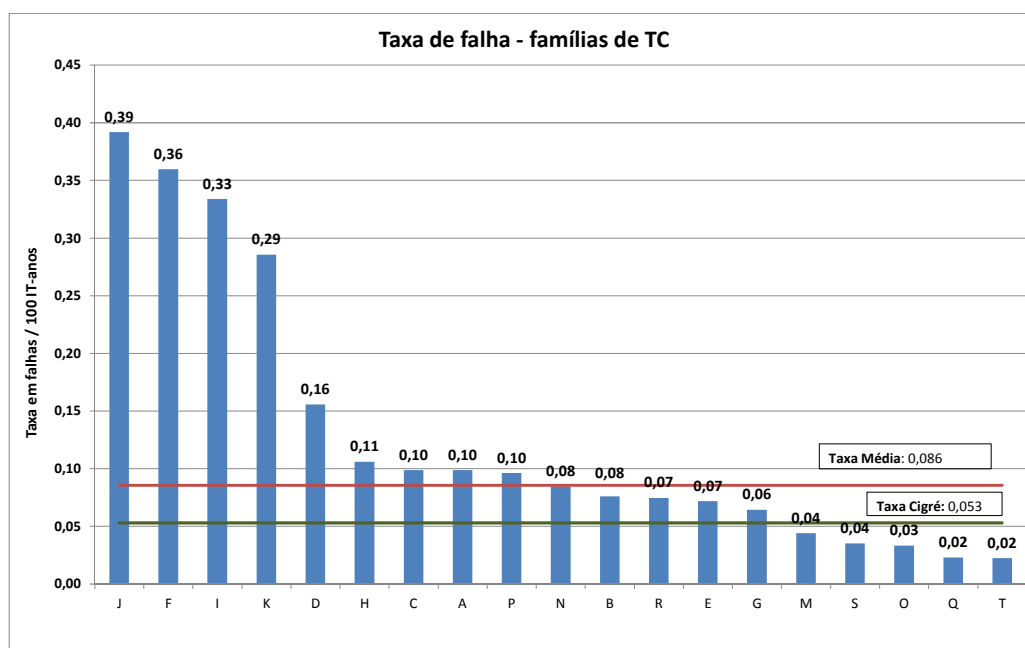


Figura 5 - Taxa de falha maiores de TCs por família

Abaixo, na Tabela 2, podemos ver uma comparação entre taxa de falha e ano médio de fabricação para falhas graves:

Tabela 2 – Comparação entre taxa de falha e ano médio de fabricação para falhas graves

Modelo	Ano Médio	Taxa falha
J	1980	0,39
F	1982	0,36
I	1980	0,33
K	2003	0,29
D	1979	0,16

H	1978	0,11
C	1975	0,10
A	1982	0,10
P	2008	0,10
N	1985	0,08
B	2006	0,08
R	1974	0,07

Assim, pode-se inferir que existe uma forte correlação entre o final de vida útil desses TCs com as estatísticas de falhas apresentadas. Uma melhor fundamentação para esse fato pode ser obtida com o agente proprietário desses equipamentos e através dos Relatórios de Análise de Falhas – RAFs de algumas das ocorrências cuja causa incluiu a explosão de transformadores de correntes.

4.0 - ANÁLISE DE AGENTES E RAFS SOBRE OS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Um agente de transmissão emitiu, nos dias 16 de junho de 2014, notas técnicas para o ONS e MME relatando a sua preocupação com explosões e falhas de duas famílias de transformadores de corrente: J e E.

Para o caso dos TCs da família J, a empresa relatou que *“as investigações deflagradas sobre espécimes da família de TC em apreço terem sido não conclusivas, no sentido de identificar alguma causa das explosões passíveis de bloqueio”,* que *“O risco de nova ocorrência não poder ser minimizado por técnicas preditivas disponíveis, nem por ações de manutenção preventiva”* e que *“a eventual explosão dos equipamentos implicar, provavelmente, em corte de carga, danos em equipamentos vizinhos e demora para restabelecimento”*.

Além disso, ela frisa que toda a família de TC, instalada nas subestações da empresa, tem mais de 34 anos, portanto com sua vida regulatória esgotada. Já, para o caso dos TCs da família E, ela relata que *“O histórico de ocorrências com TC dessa família não indicar relação dos eventos com as falhas potenciais passíveis de detecção por meio das técnicas conhecidas”*.

Assim, a empresa concluiu sobre as notas técnicas, informando sobre a necessidade de substituição dos TCs citados devido a *“Aspectos de segurança relacionados à possibilidade acidentes, em caso de explosão, para as equipes de operação e manutenção”* e *“...baixo custo associado ao investimento em relação ao benefício para o SIN”*.

O ONS emitiu sua opinião através de carta, no âmbito do grupo, decidindo que concorda com a substituição dos TCs apontados, *“pois os mesmos vêm demonstrando um desempenho abaixo do esperado, além de não se ter identificado uma forma segura de preventivamente determinar a eminência de falha destes equipamentos, o que leva à ocorrência de falhas intempestivas, com todas as consequências maléficas para a operação do sistema, além do risco pessoal e de corte de carga”*. Adicionalmente, o ONS cita que enquanto os TCs da família J possuem todos mais de 34 anos, os TCs da família E possuem em torno de 25 anos. Desta forma, os primeiros já estariam com vida útil esgotada e os outros ainda não, levando em conta a Resolução Normativa ANEEL nº 474/2012, na qual a vida útil de um TC é fixada em 30 anos.

Para os TCs da família I, que apresentam uma taxa de falha por explosão bem elevada em relação aos demais, a ANEEL questionou os agentes proprietários desse transformador de corrente sobre o desempenho e recebeu 4 respostas:

- Do agente de transmissão 1: O modelo apresentou duas falhas, 1 em 2010, estando dentro da estatística e outra em 2015. A empresa mencionou que está priorizando a substituição dos equipamentos dentro do plano de investimento, com conclusão prevista no final de 2018.
- Do agente de transmissão 2: Atualmente, não existe mais nenhum TC dessa família em operação, tendo sido todos substituídos.
- Do agente de transmissão 3: O modelo, a partir do ano 2005, passou a ter a substituição da membrana de borracha de isolamento contra umidade por fole metálico, que minimiza a migração de água para o interior do equipamento. A partir das medidas adotadas, pode-se considerar que os equipamentos em questão apresentam desempenho estável.
- Do agente de transmissão 4: Após ocorrências com esse equipamento e a informação de eventos semelhantes em outras empresas do setor elétrico, a empresa sobre a possibilidade de haver um problema nesta família de equipamentos e assim ela classificou todos os demais equipamentos deste modelo como insatisfatórios. Desta forma, iniciou-se o processo de substituição da totalidade destes equipamentos, para o qual ficou estabelecido como prazo final o mês de dezembro de 2016.

A penetração de umidade seja pelo sistema de papel – óleo ou pela membrana utilizada para expansão volumétrica do óleo isolante que, fabricada em elastômero foram citadas pelas empresas como preocupantes nessas famílias de TC com mais de 25-30 anos.

Durante a elaboração de um RAF realizamos uma análise técnica detalhada das causas da falha em um equipamento ou linha de transmissão que tenha sido o causador de uma ocorrência ou perturbação e indicaremos o que fazer para evitar novos eventos. O RAF é elaborado pelo próprio Agente proprietário com participação do ONS. O processo de elaboração do RAF tem início quando ocorre pelo menos uma das condições:

- Decorrência expressa de um RAP (submódulo 22.3), de um RAO (submódulo 22.5) ou de um RO (submódulo 22.2).
- Por iniciativa do ONS;
- Por solicitação da ANEEL.

Sobre o RAF envolvendo o TC da família I, cuja ocorrência se deu em 2013, o agente indicou que até a conclusão do processo de substituição foi armazenada uma reserva estratégica em cada subestação para que possa ser substituída de imediato, caso ocorra uma nova falha. O agente indicou que a causa da falha foi o final da vida útil do sistema papel – óleo.

Devido as informações listadas sobre as 3 famílias, o MME emitiu Nota Técnica para recomendar que se tomem as providências necessárias para a substituição das famílias J e E em todas as empresas do SIN que possuam esses equipamentos e que concordem com essa substituição. O mesmo processo será seguido para a família I.

5.0 - LEGISLAÇÃO VIGENTE

No âmbito do grupo, foi discutido sobre a forma de remuneração e planejamento das substituições dos equipamentos: por melhoria ou por reforço. A ANEEL informou que os casos seriam analisados a luz da Resolução Normativa ANEEL nº 443. Assim, a partir da atualização da regulamentação, ocorrida em 2014, os equipamentos que encontram-se na situação abordada no presente trabalho podem ser enquadrados nos seguintes artigos da resolução:

a) Melhoria:

Art. 2º Melhoria é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de transmissão de energia elétrica, conforme disposto na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, incluindo:

- *II – substituição de equipamentos por motivo de obsolescência, **vida útil esgotada**, falta de peças de reposição, risco de dano a instalações, desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas. (Redação dada pela REN ANEEL 643 de 16.12.2014)” (grifo nosso).*
- *§ 1º As Melhorias referidas no inciso II referentes a substituição de transformador, equipamento de compensação de potência reativa ou linha de transmissão, e equipamentos relacionados, deverão constar em seção específica do Plano de Ampliações e Reforços, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.*
- *§ 2º As Melhorias referidas no inciso II referentes a substituição de transformador, equipamento de compensação de potência reativa ou linha de transmissão, e equipamentos relacionados, que constarem na Consolidação de Obras, publicada pelo Ministério de Minas e Energia – MME, terão a correspondente receita estabelecida previamente em Resolução específica.*
- ***§ 3º As Melhorias referidas no inciso II, mas não enquadradas no § 1º, e que constarem no Plano de Modernização de Instalações, elaborado pelo ONS, terão a correspondente receita estabelecida no reajuste anual de Receita Anual Permitida – RAP subsequente à sua entrada em operação comercial.***

b) Reforço:

Art. 3º Reforço é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de transmissão, de confiabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN, de vida útil ou para conexão de usuários, incluindo: (Redação dada pela REN ANEEL 643 de 16.12.2014) .

- *IX – implementação de soluções com a finalidade **de manter a instalação em operação por tempo adicional à vida útil calculada** utilizando-se as taxas de depreciação estabelecidas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE; e (Redação dada pela REN ANEEL 643 de 16.12.2014)” (grifo nosso).*
- *§ 2º Os Reforços que constarem na Consolidação de Obras, publicada pelo MME, deverão ser implementados pelas correspondentes concessionárias de transmissão **mediante autorização da ANEEL com estabelecimento prévio de receita...***

*Art. 3º-A. A concessionária de transmissão deverá encaminhar à ANEEL, ao ONS, à Empresa de Pesquisa Energética – EPE e ao MME, até 1º de fevereiro de cada ano, **relação dos equipamentos com vida útil remanescente de até quatro anos, incluindo aqueles com vida útil esgotada**, considerando-se a vida útil calculada a partir das taxas de depreciação estabelecidas no MCPSE, e dos equipamentos que não têm mais possibilidade de continuar em operação. (Incluído pela REN ANEEL 643 de 16.12.2014)” (grifo nosso)*

- “§ 2º Na relação citada no caput deverão ser identificados pela concessionária de transmissão os equipamentos aptos a permanecerem em operação por tempo adicional à vida útil, calculada utilizando-se as taxas de depreciação estabelecidas no MCPSE, indicando para cada equipamento as justificativas, as ações propostas, o investimento estimado e o aumento esperado da vida útil. (Incluído pela REN ANEEL 643 de 16.12.2014)”

O processo para a substituição dos equipamentos, tanto do ponto de vista de melhoria quanto do de reforço, já se tornou rotineiro, tendo o agente a responsabilidade de elaborar as justificativas para a substituição dos equipamentos que ele julgar necessário substituir, encaminhando-as para análise do ONS. Tais equipamentos são encaminhados à ANEEL pelo ONS, anualmente, por meio do Plano de Ampliações e Reforços ou por meio do Plano de Modernização de Instalações, dependendo da classificação da substituição (melhoria ou reforço). A revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 443 trouxe de novo o Art. 3º-A, tendo o agente a responsabilidade de encaminhar à ANEEL, ao ONS, à EPE e ao MME a relação dos equipamentos com vida útil remanescente de até quatro anos, incluindo aqueles com vida útil esgotada.

Dentro deste contexto, fica a cargo da empresa fazer um diagnóstico da situação de seus equipamentos e propor, dentro do que preconiza a Resolução Normativa ANEEL nº 443, a substituição dos mesmos como melhoria ou como reforço.

6.0 - CONCLUSÕES

Após o estudo feito com os transformadores de corrente, podemos concluir que para esse tipo de equipamento o final da vida útil, associado com falhas internas e penetração de umidade contribui para o aumento de índice de falhas. A escolha dos TCs como primeiro tipo de equipamento a ser analisada foi feita devido às ocorrências evidentes e sucessivas terem chamado a atenção do grupo de trabalho na época do início de suas atividades. Para transformadores de potencial, para-raios e disjuntores, necessita-se de elaborar o mesmo estudo para averiguar se há a mesma relação, embora os primeiros números apresentados sejam correlatos.

Como resultado podemos ver que a taxa de falhas graves do Brasil é superior à taxa de falhas apresentada pelo CIGRÉ na Brochura “*Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment – Part 4 – Instrument Transformers*”. Embora o número possa ser uma referência de que devemos melhorar o nosso desempenho, temos que levar em conta que os critérios utilizados foram diferentes devido ao tempo de pesquisa e quantidade de informações disponíveis, particularmente no tange à dimensão do universo de TCs considerados na estatística, o que torna pouco precisa uma comparação direta entre os resultados.

O diagnóstico dos equipamentos é importante para a composição do plano de ação de substituição dos mesmos e de posteriormente incorporar aos processos atualmente existentes a identificação e substituição por fim da vida útil. A revisão da Resolução Normativa nº 443/2011 abre a possibilidade de esse processo ser utilizado como base para o setor elétrico procurar melhorias ou reforços e aplicá-los conforme a legislação.

Por fim, a melhoria contínua das instalações e a busca pela redução das ocorrências no Sistema Interligado Nacional leva a necessidade de aprimoramento do estado dos equipamentos de uma subestação. Esse aprimoramento pode ser atingido pela substituição ou implementação de melhorias nesses equipamentos.

O presente trabalho evidenciou que o acompanhamento da análise do desempenho de equipamentos pode oferecer um excelente indicador para final de sua vida útil técnica, além de insumo valioso na busca contínua por medidas que visem um desempenho adequado de equipamentos, assegurando a confiabilidade do SIN.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Documento do CIGRÉ – “*Final Report of the 2004 – 2007 - International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment*”.
- (2) ANEEL – RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 443, DE 26 DE JULHO DE 2011 - Estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e dá outras providências.
- (3) ONS – Procedimentos de rede - Submódulo 22.4 - Análise de falhas em equipamentos e linhas de transmissão v1.0 – 05/08/2009.
- (4) ONS - Procedimentos de rede - Submódulo 2.3 - Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos v2.0 – 11/11/2011
- (5) ANEEL – Nota Técnica nº 158/2014-SRT/ANEEL – Aprimoramento da Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, que estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão.

8.0 - BIOGRAFIA



André Grobério Lopes Perim nasceu em Vitória, 1985. Recebeu o título de B.Sc. no domínio de Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) no ano de 2010 e atualmente é mestrando de Engenharia Elétrica na UnB. Atualmente, é Analista de Infraestrutura no Ministério de Minas e Energia, trabalhando no Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico, desde 2012. Tem interesse em proteção de sistemas elétricos, transmissão de energia e tecnologias digitais para sistemas de proteção.

Andréia Maia Monteiro nasceu no Rio de Janeiro, em 1970. Graduiu-se em Engenharia Elétrica em 2000 pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Em 2005, concluiu o mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ. Desde 2000, trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sendo atualmente engenheira sênior na Gerência de Engenharia de Instalações da Transmissão. Tem experiência no planejamento e operação de sistemas de potência, atuando principalmente na simulação e análise de transitórios eletromagnéticos, estudos de superação de equipamentos e qualidade de energia. É membro da *CIGRÉ*.

João Daniel de A. Cascalho é engenheiro eletricitista formado na Universidade Federal de Goiás - UFG em 2007 e é mestrando na Universidade de Brasília – UNB, na área de sistemas de potência. Trabalhou no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS de 2008 a 2011 e é Analista de Infraestrutura no Ministério de Minas e Energia desde 2011, no Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico.

Tito Ricardo Vaz da Costa é engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal do Ceará - UFC em 2004 com especialização em Controladoria Finanças de Empresas pela FIPECAFI em 2007, Mestre em engenharia elétrica pela Universidade de Brasília – UnB em 2014. Trabalhou no Grupo Endesa entre 2004 e 2006 e na Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará -ARCE entre 2006 e 2008. Atualmente é Especialista em Regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica. Tem interesse em Regulação do Setor Elétrico e Sistemas de Transmissão de Energia.

Rodrigo Pereira Barbosa nasceu em Ponta Grossa - PR, 1976. Graduiu-se em Engenharia Industrial Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná no ano de 2001. Trabalhou no setor privado de 2001 a 2009 e atualmente é Especialista em Regulação na Agência Nacional de Energia Elétrica, atuando na Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE. Tem interesse nas áreas de transmissão de energia elétrica e proteção de sistemas elétricos.

José Brito Trabuco nasceu em Riachão do Jacuipe BA, 1950. Graduado como engenheiro eletricitista pela Universidade Federal da Bahia (UFBA) em 1977. Atualmente ocupa o cargo de Coordenador Geral no Ministério de Minas e Energia, trabalhando no Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico, desde 2005.

Thiago Fernandes Neri nasceu no Rio de Janeiro, 1981. Graduado em Engenharia Elétrica no ano de 2006 pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ). Atualmente é mestrando de Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ. Trabalhou na Ampla Energia e Serviços S.A., concessionária de distribuição de energia elétrica, pertencente ao Grupo Enel, de 2004 a 2006 e na Accenture, empresa global de consultoria de gestão, serviços de tecnologia e outsourcing, de 2007 a 2008. Desde 2009, trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sendo no momento atual, engenheiro pleno na Gerência de Estudos Especiais, Proteção e Controle. Tem interesse em proteção de sistemas elétricos e sistemas de transmissão de energia.