



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

**GRUPO - XII
GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO – GMI**

AVALIAÇÃO DA CONDIÇÃO COMO FERRAMENTA DE GESTÃO DO CICLO DE VIDA DE TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

J. L. VELÁSQUEZ
OMICRON Electronics

H. DoCarmo
Quanta Technology

M. E. C. Paulino (*)
Adimarco

RESUMO

Avaliação da condição consiste na realização de um conjunto de testes de diagnósticos para análise do estado de operação de um equipamento e estimar a sua posição atual em relação ao seu ciclo de vida. Há a necessidade de sistematizar a análise com a combinação de diferentes métodos de diagnósticos e mapear os resultados em um modelo de condição que oriente o ciclo de vida do transformador de potência. Neste trabalho é proposta uma metodologia para satisfazer esta necessidade. A metodologia é exemplificada através de casos de estudo reais em um autotransformador de 315 MVA. Os resultados obtidos ilustram a viabilidade e a robustez do modelo proposto.

PALAVRAS-CHAVE

Transformador de potência, diagnóstico, monitoramento, avaliação da condição.

1.0 - INTRODUÇÃO

A Avaliação da Condição (AC) é um dos principais itens do Gerenciamento do Ciclo de Vida de Transformadores de Potência. Na literatura o termo “Avaliação da Condição” é comumente usado tanto para monitoramento quanto para diagnóstico. Entretanto, é importante salientar que o principal objetivo da AC é a realização de diagnósticos. AC é definida neste trabalho como o desempenho de um conjunto de testes de diagnósticos (conforme a necessidade de cada caso) para diagnosticar o estado de saúde do transformador e a estimativa da atual posição deste transformador em seu ciclo de vida. Esta definição é parecida com a definição dada pelo grupo de trabalho CIGRÉ WG A2.18 [1]. Como mostrado em [1], a AC deve ser tão objetivamente e consistentemente aplicada quanto possível e *“idealmente um sistema de graduação deve ser usado para quantificar e combinar os resultados de vários testes de avaliações de condição”*.

A literatura apresenta alguns trabalhos de pesquisa com avaliação da condição na forma de um sistema de pontuação (geralmente chamado de Índice de Condição, IC) [2-4]. Entretanto, o tratamento dos dados apresentado nesses trabalhos não considera a integração de todos os pontos importantes (monitoramento online, métodos tradicionais e métodos avançados de diagnósticos) em um procedimento único.

Nesta contribuição, uma consideração de múltiplos agentes é proposta para a implementação de estratégias de AC em transformadores considerando todos os itens importantes para análise. Sistemas com vários agentes são compostos por múltiplos elementos que interagem entre si dentro de uma estrutura computacional, conhecidos como agentes [5]. Estes agentes são sistemas computacionais com duas importantes capacidades. Primeiro, eles são, pelo menos para algumas extensões, capazes de ações autônomas. Segundo, eles são capazes de interagir com outros agentes. Além deste tratamento, cada técnica de monitoramento e diagnóstico é visto como um agente capaz de prover um julgamento da condição do transformador. Cada um desses agentes é desenvolvido utilizando técnicas de Inteligência Artificial e *Data Mining* assumindo como referência o histórico do equipamento, ou seja, o

(*) Av. das Américas 500, bloco 10, sala 220, CEP 22640-100 – Barra da Tijuca – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (+55 21) 24947140 – Email: marcelo@adimarco.com.br / mecpaulino@yahoo.com.br

conhecimento coletado ao longo de anos pelo pessoal técnico. Esses dados são armazenados em bando de dados próprio e assumidos como conhecimento prioritário para as análises. Na seção 2.0 a metodologia usada para Avaliação da Condição (AC) é introduzida e na seção 3.0 uma aplicação detalhada da metodologia é apresentada utilizando um caso real de um autotransformador de 315 MVA, 400/220/33 kV. Finalmente, na seção 4.0 as conclusões são apresentadas.

2.0 - METODOLOGIA

Sendo a condição de degradação de um transformador um processo contínuo no tempo, um valor numérico pode ser obtido em cada estágio representado por um Índice de Condição (IC) do transformador em cada intervalo de tempo. Essa condição ao longo do tempo pode ser dividida em cinco estágios, conforme sugerido em [1] e a condição em cada estágio também é dividida em diferentes estados.

Na figura 1 é associado um IC a cada avaliação de cada estado. De acordo com esses valores, um transformador com IC igual a 10 é considerado novo e um transformador com IC igual a 1 ou zero é considerado falhado.

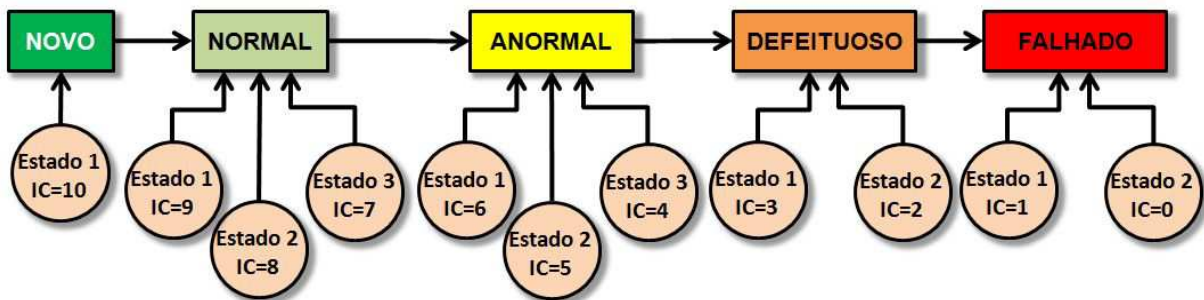


FIGURA 1 – Processo da condição de degradação do transformador com estágios discretos de degradação

A determinação de um IC definido segundo o descrito é uma atividade complexa e desafiadora devido à diversidade de tipos de falha que podem ocorrer em um transformador e devido às dificuldades em combinar a interpretação de resultados obtidos de diferentes métodos de detecção de falhas e diagnóstico. Neste trabalho, um método sistemático de obtenção de índices de condição é proposto. Um diagrama de blocos ilustrando o processo é mostrado na figura 2.

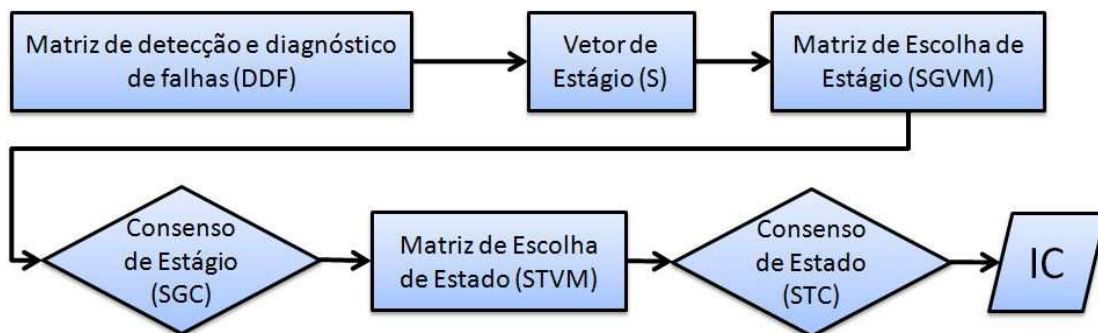


FIGURA 2 – Diagrama de Bloco da metodologia para obtenção do Índice de Condição (IC)

Uma análise detalhada de modelos de falha e suas causas, sintomas e consequências foi realizada utilizando FMEA (Análise do Modo e Efeito da Falha). Os resultados foram usados para a definição de uma matriz de detecção e diagnóstico de falhas (DDF) mostrado na tabela 2. A descrição das abreviações usadas na matriz para os métodos de diagnósticos é apresentada na tabela 1.

Baseado no conhecimento sobre o impacto de cada modo de falha na condição do transformador, um estágio específico desta determinada condição foi associado através do vetor de estado (S). Isto é realizado para cada modo de falha. Por exemplo, para o modo de falha “degradação devido a água no papel”, o vetor de estado (S) pode apresentar como resultado cada um dos estágios: novo, normal, anormal, defeituoso ou falhado, dependendo da concentração de água do transformador. Para outros tipos de falha que não estão relacionadas ao processo de degradação, como deformações mecânicas, falhas elétricas e térmicas também receberam um estado do estágio.

Para cada modo de falha, o método de diagnóstico que está disponível para diagnosticar este modo de falha é

indicado. A eficácia desse método de diagnóstico é quantificada e representada por um Fator Segurança (FC). O fator de segurança igual a 0,9 – FC=0,9 – indica métodos altamente eficazes, FC=0,6 para métodos com eficácia mediana e FC=0,4 para métodos de baixa eficácia.

Tabela 1 – Métodos de Detecção e Diagnóstico

	Abreviação	Descrição
Testes Químicos	DGA	Análise dos Gases Dissolvidos no óleo
	PCA	Análise físico-química do óleo
	COND	Condutividade do Óleo
	COSU	Análise do Enxofre Corrosivo
	MORS	Saturação relativa da umidade no óleo
	MPED	Umidade no papel com diagramas de equilíbrio
	MPIS	Umidade no papel (sorption isotherms)
	MPKF	Umidade no papel via titulação KF
	FUR	Análise de Furan
	DPO	Grau de Polimerização
Testes Elétricos	RATI	Relação
	EXCU	Corrente de excitação
	MABA	Teste do balanço magnético
	SWR	Resistência estática do enrolamento
	DF	Fator de Dissipação em frequência nominal
	DFTU	Fator de Dissipação Tip-up test
	INRE	Resistência de isolamento
	POI	Índice de polarização
	CGRO	Aterramento do núcleo
	LRE	Reatância de dispersão
	IRI	Inspeção com infravermelho
Testes Avançados	FRSL	Frequency response of stray losses (15 Hz-400 Hz)
	FRA	Análise de resposta em frequência
	DWR	Resistência dinâmica do enrolamento (ripple, slope)
	FRDF	Resp. frequência do fator de dissipação (15-400 Hz)
	FRCL	Resp. frequência de perdas núcleo (15-400 Hz)
	FRLR	Resp. frequência da reatância dispersão (15-400Hz)
	FDS	Espectroscopia no domínio da frequência
	PD	Descargas Parciais

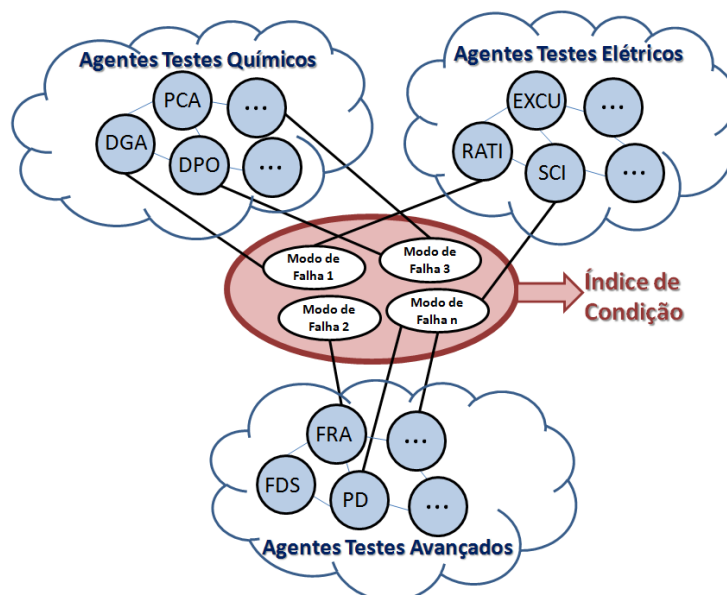


FIGURA 3 – Arquitetura Multi-Agentes

Considerando que diferentes testes de diagnósticos oferecem resultados contraditórios, um consenso originado por uma votação é introduzido para resolver os conflitos entre agentes e determinar o estágio do estado do

[illegible]

Esta seção apresenta um estudo de caso real de Avaliação da Condição (AC). Foi realizado utilizando-se o método proposto e descrito anteriormente em um transformador de 400/220/33 kV, 315 MVA fabricado em 2006. Uma anomalia foi detectada através dos resultados do teste de análise cromatográfica devido à realização de inspeções periódicas realizadas no transformador. Os resultados da Análise Cromatográfica são mostrados na tabela 3. Eles apontam para uma avaliação baseada no critério de interpretação pertinente.

Data	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDCG	Delta (%)
07.20.07	30	2	1	1	0	166	882	200	150.0
01.18.08	24	3	1	0	0	227	1019	255	27.5
04.26.08	27	4	2	3	0	269	1372	305	19.6
07.19.08	26	5	2	1	0	333	1792	367	20.3
12.23.08	155	26	31	3	45	369	1589	629	71.4
01.07.09	154	27	31	3	34	374	1650	623	-1.0
01.16.09	155	25	31	5	28	421	1986	665	6.8
01.17.09	152	28	34	4	33	381	1620	632	-4.9
01.30.09	140	27	30	2	24	402	1877	625	-1.2
02.17.09	148	26	30	4	20	408	1935	636	1.8

Neste trabalho, o critério de interpretação individual da concentração de TDCG presente na norma IEEE C57.104 [6] foram adaptados ao modelo de degradação para o estabelecimento do critério de interpretação do Agente DGA. Os critérios utilizados são mostrados na tabela 4. De acordo com este critério, as concentrações de H_2 e CO medidos em 23 de dezembro de 2008 até 17 de fevereiro de 2009 indicam que o transformador está anormal (no estado 1 do estágio 3). Ao mesmo tempo, de acordo com a interpretação do critério do triângulo de Duval [7], o transformador tem pouca energia de descarga.

Tabela 4 – Critério de Interpretação usado para Agente DGA (Análise Cromatográfica)

Estágio/Estado	Concentrações Individuais (ppm)							TDCG
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2	
Estágio 1: Novo	≤ 30	≤ 40	≤ 5	≤ 10	≤ 35	≤ 200	≤ 1500	< 600
Estado 1	≤ 30	≤ 40	≤ 5	≤ 10	≤ 35	≤ 200	≤ 1500	< 600
Estágio 2: Normal	31-100	41-120	5-35	11-50	36-65	201-350	1501-2500	601...1000
Estado 1	31-50	41-68	6-15	11-24	36-45	201-250	1501-1834	601...720
Estado 2	51-70	69-94	16-25	25-37	46-56	251-300	1835-2168	721...850
Estado 3	71-100	95-120	26-35	38-50	57-65	301-350	2169-2500	851...1000
Estágio 3: Anormal	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	1001...2000
Estado 1	101-300	121-214	36-40	51-66	66-77	351-424	2500-3000	1001...1300
Estado 2	301-500	215-307	41-45	66-82	78-89	425-497	3001-3500	1301...1700
Estado 3	501-700	308-400	46-50	83-100	90-100	498-570	3501-4000	1701...2000
Estágio 4: Defeituoso	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	2001...4000
Estado 1	701-1250	401-700	51-65	101-150	101-125	571-985	4001-7000	2001...3000
Estado 2	1251-1800	701-1000	66-80	151-200	126-150	986-1400	7001-10000	3000...4000
Estágio 5: Falhado	> 1800	> 1000	> 80	> 200	> 150	> 1400	> 10000	> 4000

A fim de determinar onde o transformador tem uma falha ou não, foi decidido realizar uma Análise da Condição usando os seguintes métodos de diagnóstico: resistência de enrolamento, relação de transformação, reatância de dispersão, teste de balanço magnético, corrente de excitação, análise de resposta em frequência (FRA) e *Frequency Response of Stray Losses* (FRSL). Os resultados obtidos dessas medições de diagnósticos estão resumidos nas figuras 4 e 5. Cada um desses métodos foi considerado como um Agente com inteligência própria para gerar uma interpretação dos resultados. O critério de interpretação é principalmente baseado nas recomendações dadas pelas normas, mas também podem ser obtidas do banco de dados de diagnósticos de transformadores. O critério utilizado para os agentes considerados neste trabalho estão presentes na tabela 5.

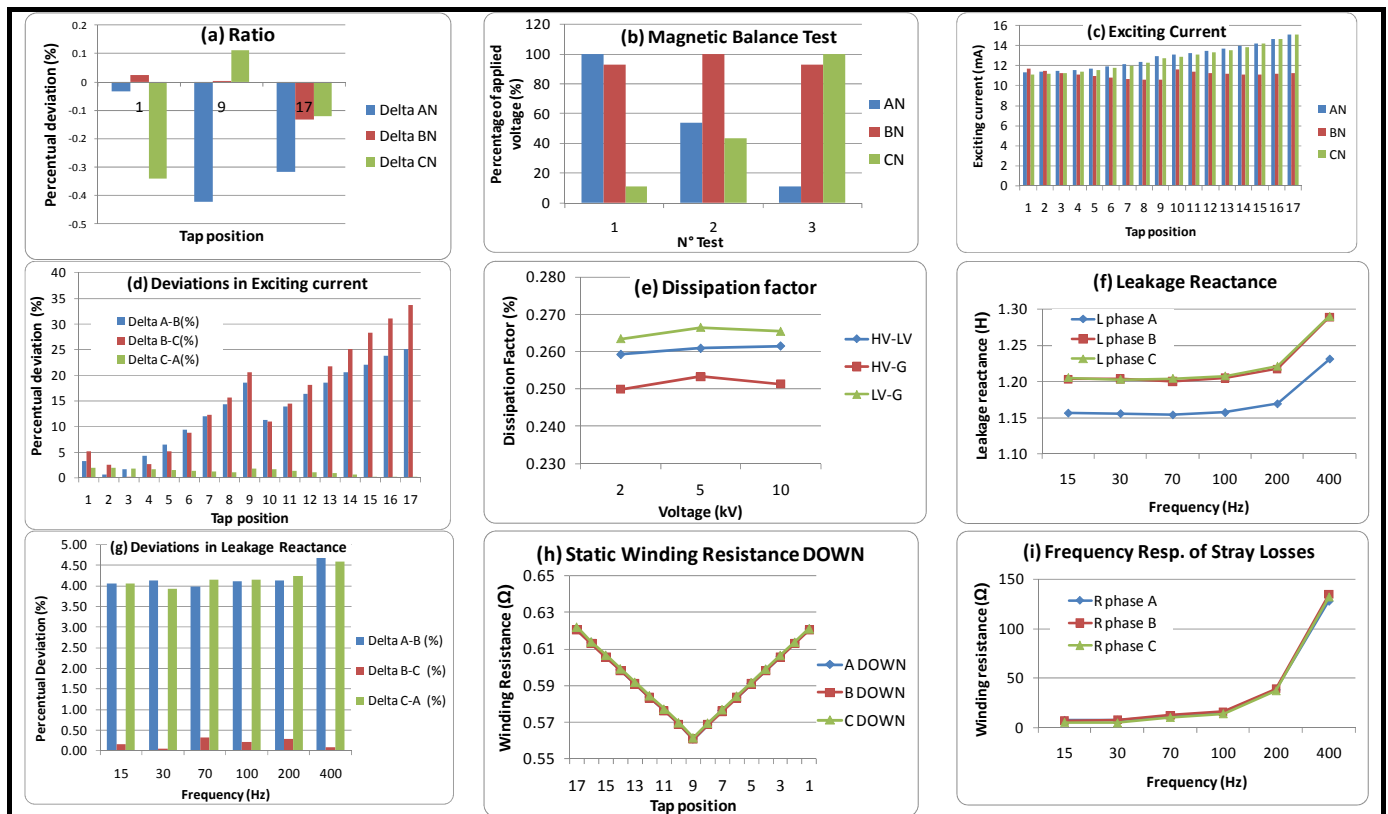


FIGURA 3 – Resumo dos resultados dos testes de diagnóstico

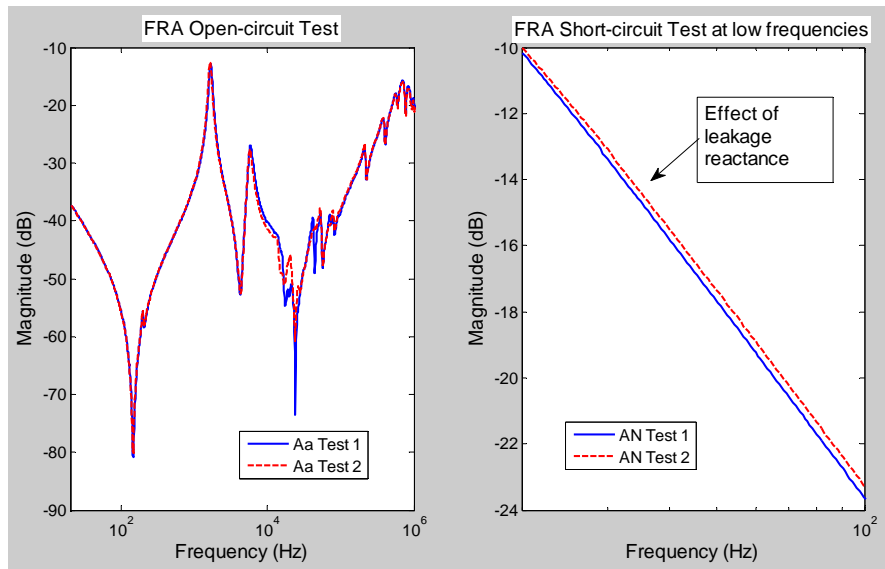


FIGURA 4 – Resultados do teste de FRA (circuito aberto) e teste de curto-circuito

Tabela 5 – Critério de Interpretação

Método de Diagnóstico	Critério
Relação	Desvio dos dados de placa $\leq \pm 0.5\%$ [8]
Teste de balanço magnético	Para injeção na fase central (B) a tensão induzida nas outras fases deve estar entre 40-60% da tensão aplicada Para injeção nas outras fases (A ou C), a tensão na fase B deve estar entre 85-90% da tensão aplicada.
Corrente de excitação	Desvios entre outras fases $\leq \pm 10\%$ para enrolamentos YN [8]
Fator de Dissipação	Novo $< 0.5\%$ (20°C), $0.5\% \leq \text{Normal} \leq 1\%$, $> 1\%$ Defeituoso [8]
Reatância de dispersão	Desvios devem ser $\leq \pm 3\%$ [8]
Resistência de Enrolamento	Desvios devem ser $\leq \pm 5\%$ [8]
FRSL	ΔR : menor que 15% entre as fases [9]
FRA	Avaliação de Especialista Humano/AIAFRA*

*AIAFRA é uma ferramenta de software baseada em técnicas de Inteligência Artificial

A análise realizada pelo método de diagnóstico usado pela Análise de Condição permite a escolha do modo de falha. Para cada um desses modos de falha, cada método de diagnóstico usado determina o estágio de condição, ou seja, vota de acordo com cada estágio segundo o resultado do diagnóstico.

Por outro lado, o método de diagnóstico vota como n.a. (não aplicável), o que significa que o método de diagnóstico não é capaz de apontar um determinado modo de falha. O processo de votação para o caso de estudo em questão é mostrado na tabela 6.

Tabela 6 – Matriz de votação e fatores de segurança

Failure modes	Voting matrix										BU				NU				Stage Consensus
	DGA	RATI	EXCU	MABA	SWR	DF	DFTU	FRA	FRSL	FRLR	New	Defective	Faulty	Failed	New	Defective	Faulty	Failed	
Short-circuit between turns	Failed	New	New	New	New	n.a	n.a	New	New	n.a	0.9	0.0	0.0	0.2	0.5	0.0	0.0	0.1	New
Short-circuit between strands	Failed	New	New	New	n.a	n.a	n.a	New	New	n.a	0.8	0.0	0.0	0.2	0.5	0.0	0.0	0.1	New
Short-circuit to ground	Failed	n.a	New	n.a	n.a	New	New	New	n.a	n.a	0.8	0.0	0.0	0.2	0.6	0.0	0.0	0.1	New
Floating potential	Failed	n.a	n.a	n.a	n.a	New		New	n.a	n.a	0.7	0.0	0.0	0.3	0.4	0.0	0.0	0.1	New
Short-circuited core laminations	Failed	n.a	New	New	n.a	n.a	n.a	New	n.a	n.a	0.8	0.0	0.0	0.3	0.5	0.0	0.0	0.1	New
Multiple core grounding	Failed	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	New	n.a	n.a	0.5	0.0	0.0	0.5	0.2	0.0	0.0	0.2	?
Ungrounded core	Failed	n.a	n.a	n.a	n.a	New	n.a	New	n.a	n.a	0.5	0.0	0.0	0.5	0.4	0.0	0.0	0.1	New
Open-circuit failure	Failed	New	New	New	New	n.a	n.a	New	New	n.a	0.9	0.0	0.0	0.1	0.6	0.0	0.0	0.1	New
Contact resistance failure	Faulty	n.a	n.a	New	New	n.a	n.a	New	New	n.a	0.8	0.0	0.2	0.0	0.6	0.0	0.1	0.0	New
Buckling	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	New	n.a	New	n.a	Faulty	0.7	0.0	0.0	0.3	0.4	0.0	0.2	0.0	New
Bulk movement	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	Faulty	n.a	Faulty	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	Faulty

Levando-se em consideração que diferentes métodos de diagnósticos podem votar em estágios diferentes, um estágio consensual é gerado para resolver tal conflito. O estágio consensual é baseado no cálculo da Utilidade Bruta (mostrada na tabela 6 como *brute utility* - BU), no qual a BU para um estágio "k" do modo de falha "i" é computado como o número de métodos votantes para o estágio "k" dividido pelo número total de votos, N (que é o número de métodos de diagnósticos capazes de diagnosticar o modo de falha "i").

Devido a essa BU não levar em consideração a eficácia de cada método de diagnóstico, a determinação de um consenso nestes termos pode ser errada. Para resolver este problema, a BU é transformada em Utilidade de Rede (*net utility* - NU), no qual é calculada de maneira similar a BU, mas neste caso o voto de cada método de diagnóstico é multiplicado pelo fator de certeza presente na tabela 2.

Baseada na resposta do estágio do processo de votação, os valores de BU e NU mostrados na tabela 6 foram obtidos. De acordo com esses resultados, a condição do transformador pertence ao estágio "Falhado" e o modo de falha eleito é movimento do enrolamento (*Bulk movement*). Como mostrado na tabela 2, um transformador que tem este modo de falha pertence ao estado 2 do estágio "Defeituoso". Neste caso, não é necessário usar o algoritmo proposto para chegar a um estado consensual. Em resumo, o transformador tem um índice de condição de IC=2.

4.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma proposta que preenche de maneira ideal os requisitos do CIGRÉ WG A2.18 para a implementação de sistemas de avaliação de condição. Pela aplicação desta metodologia, uma avaliação sistemática e objetiva é possível através de um sistema de pontuação no qual cada estratégia de manutenção, como Manutenção Baseada na Condição (MBC) e Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC) podem ser implementadas.

O uso do conhecimento disponível de diagnósticos em campo de transformadores (como a interpretação criteriosa publicada por normas institucionais) junto com a experiência obtida ao longo dos anos pelos fabricantes (como um banco de dados de testes de diagnósticos) é a base para o estabelecimento de conhecimento confiável para o desenvolvimento de um agente de diagnóstico robusto baseado em técnicas de Inteligência Artificial e *Data Mining*. Desta maneira, as atividades desafiadoras e complexas de interpretação e avaliação dos testes de diagnósticos podem alcançar um nível considerável de automação.

O caso de estudo apresentado neste trabalho mostrou a eficácia deste método. Foi analisado um diagnóstico bastante geral fornecido por um teste DGA que aponta para várias falhas elétricas e térmicas. Entretanto, com o uso dos procedimentos descritos, o resultado final foi resumido para um modo de falha bastante específico. Isto foi realizado graças ao uso de testes de diagnósticos tradicionais e avançados. Uma boa correlação entre método de diagnóstico também foi observada (reatância de dispersão e FRA). Tanto o monitoramento online quanto o histórico de manutenção e operacional do transformador pode ser incluído na forma de agentes apresentada neste trabalho para reforçar a ferramenta de avaliação da condição.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CIGRÉ Working Group A2.18, Guide for Life Management Techniques for Power Transformers (2003).
- (2) D. Morais, J. Rolim, and Z. Vale, DITRANS – A Multi-agent System for Integrated Diagnosis of Power Transformers, IEEE Powertech (POWERTECH 2008) Vol. 5, Lausanne, Switzerland, pp. 1-6, 2008.
- (3) Hydro Plant Risk Assessment Guide, Appendix E5: Transformer Condition Assessment, 2006, <http://www.docstoc.com/docs/7274124/Hydro-Plant-Risk-Assessment-Guide-Appendix-E6-Turbine-Condition>.
- (4) N. Dominelli, A. Rao, P. Kundur, Life Extension and Condition Assessment, IEEE Power Energy M 25, pp. 25-35, 2006.
- (5) An introduction to multiagent systems, ISBN 978-0-470-51946-2 © 2009, M. Wooldridge.
- (6) IEEE Guide for the Interpretation of Gases in Oil Immersed Transformers, IEEE Std C57.104-1991.
- (7) IEC Publication 60599, Mineral oil-impregnated electrical equipment in service—Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis, March 1999.
- (8) IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus-Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, IEEE Std 62-1995
- (9) P. Pichler, C. Rajotte, Comparison of FRA and FRSL measurements for the detection of transformer winding displacement, CIGRE SCA2 Colloquium, June 2003, Merida.