

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Rodinei Carraro

**DESENVOLVIMENTO DE UM “HEALTH INDEX”
PARA TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA**

Santa Maria, RS
2017

Rodinei Carraro

**DESENVOLVIMENTO DE UM “HEALTH INDEX”
PARA TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS) como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Tiago Bandeira Marchesan.

Santa Maria, RS
2017

Ficha gerada com os dados fornecidos pelo autor

Carraro, Rodinei
Desenvolvimento de um "Health Index" para Transformador de Potência / Rodinei Carraro.-2017.
103 p.; 30cm

Orientador: Tiago Bandeira Marchesan
Dissertação – Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Santa Maria, RS, 2017.

1. Transformador de potência 2. Avaliação de ativos 3 Health Index. Carraro, Rodinei.
Desenvolvimento de um "Health Index" para Transformador de Potência.

© 2017

Todos os direitos autorais reservados a Rodinei Carraro. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

End. Eletr: rodineicarraro@gmail.com

Rodinei Carraro

**DESENVOLVIMENTO DE UM “HEALTH INDEX”
PARA TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS) como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 28 de agosto de 2017:



Tiago Bandeira Marchesan, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)



Thair Ibrahim Abdel Hamid Mustafa, Dr. (FURB)

Santa Maria, RS
2017

DEDICATÓRIA

*A minha família, minha esposa Cristiane e a nossa filha Helena.
Dedico também à minha mãe Eni e ao meu irmão Emerson.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à professor Tiago Bandeira Marchesan pelas orientações e confiança. Aos colegas e amigos da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT. E a todos os meus amigos que, de alguma forma, contribuíram para a conclusão deste trabalho.

O ontem é história, o amanhã é um mistério, mas o hoje é uma dádiva. É por isso que se chama presente. (Autor desconhecido)

RESUMO

DESENVOLVIMENTO DE UM HEALTH INDEX PARA TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

AUTOR: Rodinei Carraro

ORIENTADOR: Prof. Dr. Tiago Bandeira Marchesan.

Esta dissertação apresenta o desenvolvimento da metodologia *Health Index* para avaliação e classificação de transformadores de potência, com base nas suas informações de operação e manutenção. A motivação do desenvolvimento da metodologia está ligada a necessidade de melhorar o processo de tomada de decisão de reinvestimento, bem como justificar tecnicamente as mesmas. Busca-se também a extensão da vida técnica para além do limite de vida contábil, e identificar ativos em risco de maneira a antecipar ações. O *Health Index* demonstra-se particularmente útil na avaliação de parques de transformadores, uma vez que torna fácil identificar ativos com desempenho técnico abaixo do esperado. A primeira etapa na construção do *Health Index* é a escolha das informações de entrada, que devem ser adquiridas regularmente, estar disponíveis para o maior número possível de ativos e conter informações relevantes sobre a condição dos transformadores de potência. Foram analisados os modelos disponíveis, buscando identificar os métodos de avaliação adequados para uso com base nas práticas de coleta de dados da concessionária. Estes dados são processados através dos módulos de avaliação, que representam cada subsistema do transformador. Os módulos foram escolhidos por representarem modos de falha e os mecanismos de envelhecimento relevantes do transformador.

Palavras-chaves: Transformador de Potência. Avaliação de Ativos. Health Index.

ABSTRACT

DEVELOPMENT OF A HEALTH INDEX FOR POWER TRANSFORMERS

AUTHOR: RODINEI CARRARO
ADVISOR: PROF. DR. TIAGO BANDEIRA MARCHESAN

This dissertation presents the development of the Health Index methodology to evaluate and classify power transformers, basing on its operation and maintenance information. The motivation behind the methodology's development is linked to the improvement needs in the process of reinvestment deciding. A technical life extension beyond the accounting life cycle is searched also, identifying asset dangers and anticipating maintenance actions. The Health Index shows itself as particularly useful on the evaluation of power transformer parks, once the assets under danger are easily identified. The first step on Health Index Construction is the choice of input information, which must be regularly acquired, being available for the highest possible number of assets and containing relevant information about the power transformer conditions. The available models were analyzed, seeking to identify the properly evaluation methods to be used basing in the concessionary's data collect practices. These data were processed through evaluation modules, representing each transformer's subsystem. These evaluation modules were chosen for its representation of failing behavior and the transformer's relevant aging mechanisms.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Gráfico Percentual de Modos de Falha por Sistema.....	21
Figura 2 - Principais Componentes Externos do Transformador.....	23
Figura 3 - Esquema de um Enrolamento e Núcleo.....	25
Figura 4 – Foto do Enroalemtno de Baixa Tensão com Defeito.....	26
Figura 5 - Comutador de Derivação em Carga, tipo resistivo.....	28
Figura 6 - Teor de água no óleo (ppm) e no papel (%) em função da temperatura...	31
Figura 7 – Diagrama generico para <i>Health Index</i>	38
Figura 8 – Distribuição de probabilidade normal (40 anos, 20%).....	42
Figura 9 - Distribuição de probabilidade ajustada (40 anos, 20%)	42
Figura 10 – Fluxograma do Modelo.....	43
Figura 11 – Condição geral em função da idade.....	45
Figura 12 – Limites de ajuste da idade aparente.....	46
Figura 13 – Critério de avaliação para gás dissolvido	47
Figura 14 - Health Index em função da idade dos transformadores.....	49
Figura 15 – Fluxograma geral	55
Figura 16 – Percentuais das ocorrências por componente envolvido	56
Figura 17 – Fluxograma Health Index	56
Figura 18 - Composição final do FAGD.....	61
Figura 19 - Distribuição do carregamento dos transformadores.....	66
Figura 20 – Área de Concessão da Transmissão da CEEE-GT.....	76
Figura 21 - Distribuição do número de unidades por faixa etária	77
Figura 22 - Health Index completo	78
Figura 23 - Distribuição dos transformadores por faixa de Health Index.....	79
Figura 24 - Health Index por Idade para os selecionados	79
Figura 25 - Health Index por Idade para os selecionados	82
Figura 26 - Health Index e avaliação dos especialistas.....	83
Figura 27 - Fator de análise de gás dissolvido no óleo - FAGD	87
Figura 28 – Resultados do Fator de análise de gás dissolvido no óleo - FAGD.....	87
Figura 29 – Resultado do Fator de ensaio físico e químico do óleo mineral - FFQ...	88
Figura 30 – Resultado do Fator de degradação do transformador – FDEG.....	89
Figura 31 – Resultado do Fator de manutenção dos acessórios – FMAN	90

Figura 32 - Resultado do Fator de condição da bucha condensiva - FBUC.....	90
Figura 33 - Resultado do Fator de condição do comutador de derivação - FCDC	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Sistemas e Quantidade de Componentes por Sistema.....	20
Tabela 2 - Quantidade de Modos de Falha por Sistema	21
Tabela 3 - Sistemas e seu Componente Principal.....	22
Tabela 4 - Interpretação de análise de gases dissolvidos	32
Tabela 5 - Coleta de dados de condições	39
Tabela 6 - Classificação do resultado do teste de furanos ou idade	48
Tabela 7 - Classificação para concentração de gás - FCGD	58
Tabela 8 - Classificação para tendência de crescimento de gás - FTGD.....	60
Tabela 9 - Pontuação para medidas físico-química do óleo.....	62
Tabela 10 - Distribuição do carregamento por transformador e por tempo	66
Tabela 11 - Critério de avaliação do tempo de operação	67
Tabela 12 - Critério de avaliação da condição da bucha.....	68
Tabela 13 - Critério de avaliação técnico do comutador	69
Tabela 14 - Critério de prioridade de manutenção	71
Tabela 15 - Impacto dos defeitos de manutenção.....	71
Tabela 16 - Número de defeitos para historico.....	72
Tabela 17 - Estatística de falha por Componente	73
Tabela 18 - Componente por fator e peso.....	74
Tabela 19 - Peso final para os fatores.....	74
Tabela 20 - Classificação do Health Index	78
Tabela 21 - Transformadores selecionados	80
Tabela 22 - Fator de avaliação da condição para os transformadores investigados.	81
Tabela 23 - Resultados obtidos para os componentes	82
Tabela 24 - Correlação entre Health Index e resposta dos especialistas.....	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas;

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica;

ABRATE: Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica;

CDC: Comutador de Derivação em Carga;

CEEE-GT: Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica;

CIGRÉ-Brasil: Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica;

DIT: Demais Instalações da Transmissão;

EPE: Empresa de Pesquisa Energética;

FAGD: Fator de análise de gás dissolvido no óleo isolante;

FBUC: Fator de condição da bucha condensiva;

FCDC: Fator de condição do comutador de derivação;

FDEG: Fator de degradação do transformador;

FF&Q: Fator de ensaio físico e químico do óleo mineral isolante;

FMAN: Fator de manutenção dos acessórios.

GP: Grau de Polimerização;

MCPSE: Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico;

MME: Ministério de Minas e Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico;

OMI: Óleo Mineral Isolante;

SEP: Sistema Elétrico de Potência;

SIN: Sistema Interligado Nacional;

TAP: Posições de seleção da bobina de regulação do transformador;

TR: Transformador de Potência;

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	16
1.1.	MOTIVAÇÃO REGULATÓRIA	17
1.2.	OBJETIVOS	18
1.3.	Estrutura do Trabalho	19
2.	TRANSFORMADOR	20
2.1.	MODOS DE FALHA E MECANISMOS DE DEGRADAÇÃO	20
2.2.	COMPONENTES DO TRANSFORMADOR	22
2.3.	PARTE ATIVA	23
2.3.1.	Núcleo	23
2.3.2.	Enrolamento	24
2.4.	COMUTADOR DE DERIVAÇÃO EM CARGA	28
2.5.	BUCHA	29
2.6.	ÓLEO MINERAL ISOLANTE	30
2.7.	TANQUE E ACESSÓRIOS	34
3.	ANÁLISE DOS MODELOS DE HEALTH INDEX	36
3.1.	CONCEITO GERAL	36
3.1.1.	Definições	36
3.1.2.	Avaliação do Resultado	39
3.2.	ANÁLISE DOS MODELOS DE HEALTH INDEX	40
3.2.1.	Descrição dos Modelos	41
3.2.1.1.	<i>Modelo I</i>	41
3.2.1.2.	<i>Modelo II</i>	44
3.2.1.3.	<i>Modelo III</i>	46
3.2.1.4.	<i>Modelo IV</i>	49
3.3.	AVALIAÇÃO DOS MODELOS	51
3.3.1.	Entrada de Dados	51
3.3.2.	Método de Avaliação	52
4.	MODELO DESENVOLVIDO	54
4.1.	APRESENTAÇÃO GERAL	54
4.2.	FATOR DE ANÁLISE DE GÁS DISSOLVIDO NO ÓLEO	57
4.3.	FATOR ENSAIO FÍSICO-E QUÍMICO DO ÓLEO	61
4.4.	FATOR DEGRADAÇÃO DO TRANSFORMADOR	64
4.5.	FATOR DE CONDIÇÃO DA BUCHA CONDENSIVA	68
4.6.	FATOR DE CONDIÇÃO DO COMUTADOR DE DERIVAÇÃO	68
4.7.	FATOR AVALIAÇÃO DO HISTÓRICO DE MANUTENÇÃO	70
4.8.	REPRESENTAÇÃO DA SAÍDA	73
5.	ESTUDO DE CASO	76
5.1.	ÁREA DA CONCESSÃO	76
5.2.	APLICAÇÃO	77
5.3.	AVALIAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SELECIONADOS	80
5.4.	FATORES DE CONDIÇÃO PARA OS TRANSFORMADORES SELECIONADOS	81
5.5.	CONSULTA A ESPECIALISTAS	82
5.6.	DISCUSSÃO DO MODELO	84

5.6.1.	Resultados do <i>Health Index</i>	84
5.6.2.	Considerações do Modelo	85
5.6.3.	Módulos	86
5.6.4.	Incerteza da Saída	91
5.7.	QUALIDADE GERAL DO MODELO	92
6.	CONCLUSÃO	93
7.	TRABALHOS FUTUROS	94
	REFERÊNCIAS	95
	ANEXO A	98
	ANEXO B	103

1. INTRODUÇÃO

O transformador de potência é imprescindível na subestação de transmissão de energia elétrica, realizando a transferência de energia entre diferentes níveis de tensão utilizados no Sistema Interligado Nacional (SIN)¹. Também é um ativo de alto valor econômico, de difícil e complexa reposição. Com a finalidade de utilizar na plenitude estes ativos, postergando reinvestimento, quando possível, responsáveis por transformadores de potência estão continuamente buscando formas seguras de estender a vida útil desses equipamentos (Jahromi, et al., 2008). Entretanto, o risco de falha aumenta próximo do fim da vida, e geralmente falhas em transformadores estão associadas à consequências graves, podendo causar grandes prejuízos técnicos e financeiros. Desta forma, deve-se identificar ativos com alta probabilidade de falha e agir antes que estas ocorram. Medidas apropriadas em tais casos incluem reforma e até mesmo a própria substituição. Como o tempo de fabricação de um transformador de potência é relativamente longo, é importante que a decisão de substituição seja devidamente planejada com a antecedência necessária.

Para garantir uma operação segura e eficiente economicamente, gestores de ativos devem encontrar maneiras de direcionar recursos para onde estes realmente são necessários. Isto é uma tarefa abrangente, que exige tanto conhecimento profundo sobre o equipamento transformador de potência como uma boa visão geral de todo o parque de transformadores em operação (Malik, et al., 2012). Recentemente o conceito de *Health Index* tem sido proposto como uma ferramenta prática para auxiliar tais decisões (Jahromi, et al., 2009). O *Health Index* permite avaliar e comparar rapidamente a condição geral de todos os transformadores de potência.

Em geral, estas avaliações baseiam-se em informações de operação e manutenção, para os quais são atribuídos pontuação e pesos, segundo critérios de avaliação de condição. Os resultados obtidos são ponderados em uma pontuação final que descreve a condição geral do ativo. Desta forma, gestores de ativos podem

¹ O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste/Norte. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias.

detectar unidades em risco e tomar decisões com segurança (Wattakapaiboon, et al., 2016).

Existem várias abordagens sobre como realizar o cálculo; algumas baseiam-se em uma quantidade pequena de dados que são regularmente coletados, enquanto outras utilizam uma quantidade abrangente de dados. Outra diferença relevante é a forma como os dados são coletados e processados para formar uma pontuação que reflete a condição de uma maneira adequada. Para servir como ferramenta eficiente e confiável, o *Health Index* deve ser capaz de associar os dados de entrada para os modos de falha mais proeminentes e mecanismos de envelhecimento que afetam um transformador de potência (Brandtzaeg, 2015).

O principal objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia para avaliar o estado de “saúde” dos transformadores sob responsabilidade da concessionária, de maneira a tornar mais eficiente a alocação da capacidade de manutenção e programar de forma otimizada os reinvestimentos.

Este trabalho faz parte de um esforço maior para estabelecer a estratégias para substituição de transformador de potência em subestações da transmissão considerando risco de falha, fator de impacto para o sistema e análise monetária formalizado através de contrato de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico.

1.1. MOTIVAÇÃO REGULATÓRIA

O *Health Index* vem ao encontro do proposto pelo agente regulador do setor elétrico brasileiro - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através das resoluções (REN N° 443, de 26 de julho de 2011, 2011) e (REN N° 643, de 16 de dezembro de 2014, 2014), que incentivam o uso eficiente das instalações de transmissão e regulamentam os casos de substituição de equipamento.

A substituição de equipamentos por fim de vida útil é responsabilidade da concessionária e destina-se à manutenção da prestação de serviço adequado, conforme contrato de concessão. Conforme o definido, a vida útil corresponde ao período durante o qual se espera que um ativo tenha condições de ser utilizado pela empresa (REN N° 674, de 11 de agosto de 2015). Como a vida útil regulatória corresponde ao valor médio de vida útil dos equipamentos do setor elétrico, é

possível afirmar que a vida útil técnica de um equipamento pode ser superior à vida útil regulatória.

Existe a possibilidade de vigência da receita de equipamento por prazo superior à vida útil regulatória, e isso traduz incentivo a concessionária para que o equipamento permaneça em operação enquanto for possível a prestação adequada do serviço. Também é possível estabelecimento de receita associado à implementação de ações com o objetivo de aumentar a vida útil de equipamentos ou mediante substituição dos mesmos.

Para tanto a concessionária de transmissão encaminharia ao Operador Nacional do Sistema - ONS, à Empresa de Pesquisa Energética - EPE e ao Ministério de Minas e Energia - MME, em prazo compatível com o estabelecido nos Procedimentos de Rede, relação dos equipamentos sob sua responsabilidade com vida útil remanescente de até quatro anos, considerando-se a vida útil calculada a partir das taxas de depreciação estabelecidas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) e dos equipamentos que não têm mais possibilidade de continuar em operação.

Nessa relação, a concessionária identificaria os equipamentos que necessitam substituição, indicando um a um as justificativas e os prazos para essa substituição; e os equipamentos que estariam aptos a permanecer em operação por tempo adicional à vida útil, informando as justificativas, as ações necessárias, o investimento estimado e o aumento da vida útil esperado para cada um deles.

Ressalta-se que as justificativas a serem apresentadas pelas concessionárias devem ser baseadas em relatório técnico do equipamento.

1.2. OBJETIVOS

O objetivo geral é desenvolver uma metodologia de avaliação e classificação da saúde para transformadores de potência aplicados a condição brasileira.

E os objetivos específicos são: avaliar a viabilidade e aplicabilidade dos modelos existentes; analisar os módulos úteis no desenvolvimento da metodologia; desenvolver uma metodologia simples, prática e de fácil aplicação; aplicar a metodologia ao estudo de caso obtendo a avaliação e classificação dos transformadores do estudo.

1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação possui 7 capítulos, o Capítulo 1 apresenta introdução e a necessidade de desenvolvimento de um modelo de avaliação de transformador de potência, bem como seu objetivo. Também contextualiza o objeto e demonstra a necessidade regulatória.

O Capítulo 2 destina-se a explicar os principais modos de falhas e mecanismos de envelhecimento do transformador de potência. Este conhecimento serve como ponto de partida para explicar cada um dos componentes do transformador e os esforços que os mesmos estão submetidos.

No Capítulo 3 tem-se análise de Modelos de *Health Index* desenvolvidos e utilizados por outras empresas reconhecidas no estudo e operação de transformadores de potência. Sendo também avaliada viabilidade de utilizar os conceitos e critérios de condição no modelo a ser desenvolvido.

O Capítulo 4 é dedicado integralmente ao desenvolvimento da metodologia de classificação e avaliação de transformadores de potência proposto nesta dissertação, explicando cada um dos fatores de avaliação e seus critérios de condição, com base na fundamentação teórica apresentada nos capítulos anteriores.

No Capítulo 5, o modelo desenvolvido é aplicado utilizando os dados de todo o parque de transformadores de potência da CEEE-GT, aborda-se alguns casos para o modelo desenvolvido, buscando evidenciar suas potencialidades para a classificação e análise de condição de transformadores. Para alguns casos, os resultados da saída do *Health Index* também são comparados com os resultados obtidos da avaliação realizada por consulta a especialista.

Por fim, o Capítulo 6 e Capítulo 7 apresentam as conclusões deste trabalho e sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

2. TRANSFORMADOR

2.1. MODOS DE FALHA E MECANISMOS DE DEGRADAÇÃO

Existem diferentes mecanismos de degradação e modos de falha, que podem surgir durante o tempo de vida operacional do transformador de potência. Identificar os modos de falha e mecanismos de degradação é parte importante da criação do *Health Index*, uma vez que tal conhecimento é essencial na determinação dos critérios de avaliação de condição, segundo (Hjartarson, et al., 2006). O termo modo de falha é aqui definido como uma anormalidade presente e detectável dentro ou fora do transformador, enquanto mecanismo de envelhecimento refere-se a um processo que ao longo do tempo reduz a qualidade ou capacidade de um determinado sistema do transformador. O mecanismo de envelhecimento nem sempre está presente ou é detectável no início, mas, nas circunstâncias adequadas e com tempo necessário, resulta em um modo de falha (CIGRE 005 GT B3/B5/A2.01, 2007).

Os modos de falha e mecanismos de envelhecimento são relacionados a sistemas do transformador e estes são conjuntos de componentes entre os quais se possa encontrar ou definir alguma relação de funcionalidade estabelecida com o objetivo de desempenhar uma ou mais funções características do transformador. Os sistemas identificados em (CIGRE 005 GT B3/B5/A2.01, 2007) como típicos da maioria dos transformadores imersos em líquido isolante são listados na Tabela 1. A mesma tabela também resume a quantidade de componentes identificados em cada um dos oito sistemas, componentes que representam as partes constitutivas dos sistemas, sejam eles físicos sólidos, líquidos ou gasosos.

Tabela 1 - Sistemas e Quantidade de Componentes por Sistema

Sistema	Componentes
<i>Sistema de Comutação</i>	70
<i>Sistema de Proteção</i>	22
<i>Sistema de Conexão</i>	34
<i>Sistema de Resfriamento</i>	23
<i>Sistema Estrutural</i>	23
<i>Sistema de Preservação do Óleo</i>	29
<i>Sistema Ativo</i>	29
<i>Sistema de Controle, Supervisão e Monitoramento</i>	45

Fonte: Adaptado de (CIGRE 005 GT B3/B5/A2.01, 2007), pelo autor.

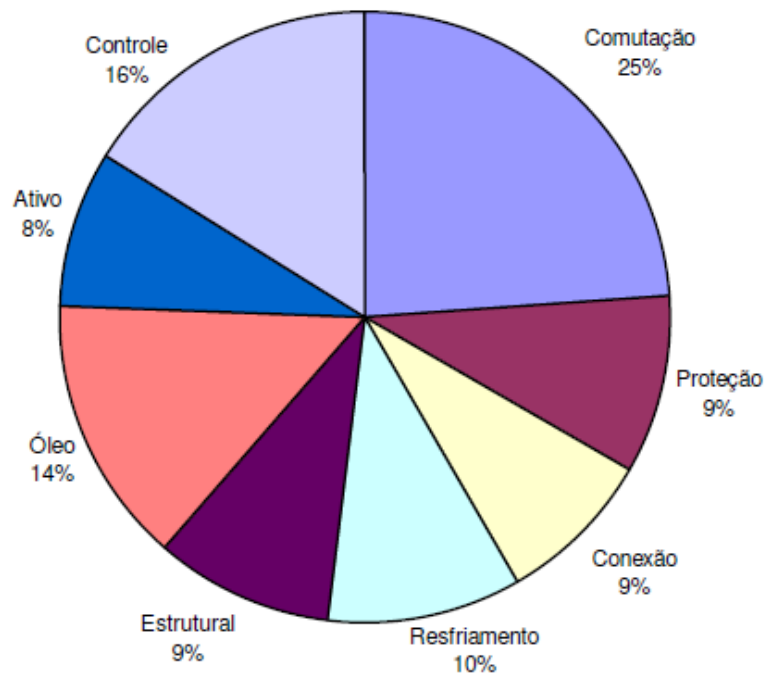
Os modos de falhas e mecanismo de envelhecimento representam eventos de anormalidade em componentes dos sistemas que compõem o transformador. Podem representar o dano completo do componente, ou a degradação parcial de uma determinada característica importante. A Tabela 2 resume a quantidade de modos de falhas identificados em cada um dos sistemas típicos conforme apresentado em (CIGRE 005 GT B3/B5/A2.01, 2007).

Tabela 2 - Quantidade de Modos de Falha por Sistema

Sistema	Modos de falha
<i>Sistema de Comutação</i>	342
<i>Sistema de Controle, Supervisão e Monitoramento</i>	231
<i>Sistema de Preservação do Óleo</i>	200
<i>Sistema de Resfriamento</i>	147
<i>Sistema Estrutural</i>	136
<i>Sistema de Proteção</i>	135
<i>Sistema de Conexão</i>	123
<i>Sistema Ativo</i>	122
<i>Total</i>	1436

Fonte: Adaptado de (CIGRE 005 GT B3/B5/A2.01, 2007), pelo autor.

Figura 1 - Gráfico Percentual de Modos de Falha por Sistema



Fonte: (CIGRE 005 GT B3/B5/A2.01, 2007).

Percebe-se a preponderância de modos de falhas no Sistema de Comutação (342), seguida pelos Sistemas de Controle, Supervisão e Monitoramento (231) e Preservação do Óleo (200), revelando a complexidade associada a estes sistemas e seus componentes. A distribuição percentual dos 1436 modos de falhas nos diversos sistemas do transformador encontra-se representada na Figura 1.

Na impossibilidade de listar todos os modos de falha e componentes, devido a complexidade do transformador de potência (Yan Zhou, et al., 2011), passa-se a explicar resumidamente os principais componentes com foco nos modos de falha e mecanismos de envelhecimento, que mais podem afetar a saúde do transformador de potência.

2.2. COMPONENTES DO TRANSFORMADOR

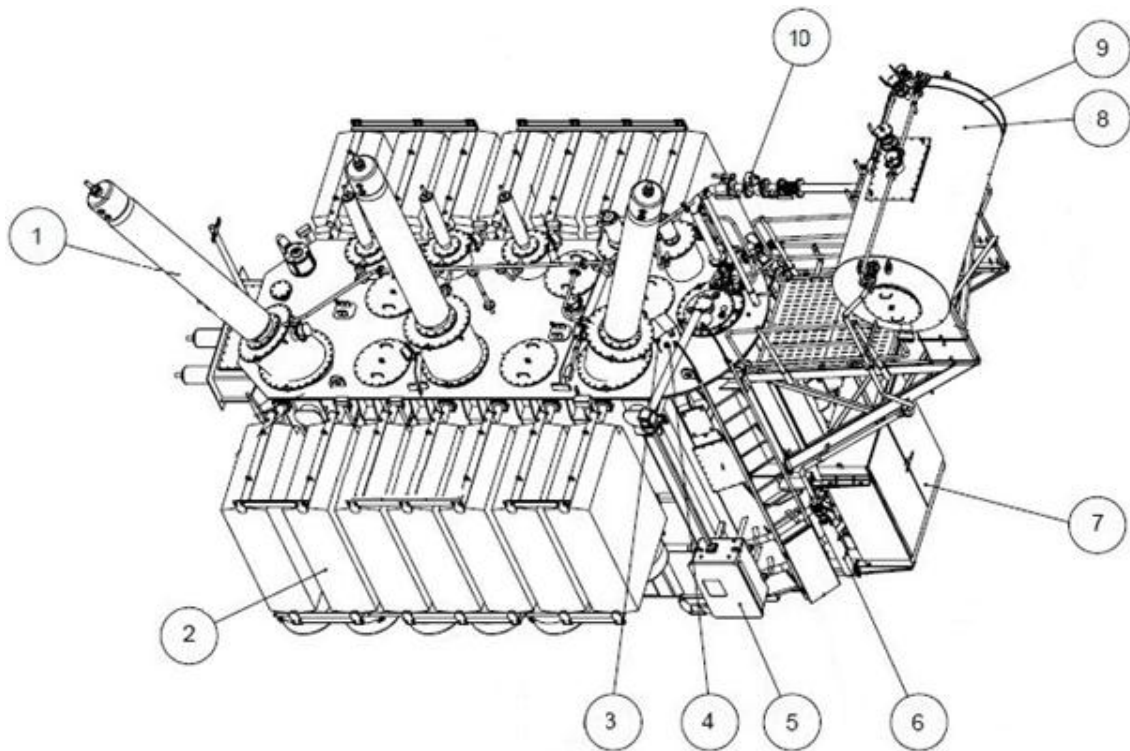
O transformador de potência é uma máquina estática complexa composta de vários elementos e acessórios, projetados para que a mesma realize sua função de transferência de energia de forma segura e controlada. A Tabela 3 relaciona os diferentes sistemas com seus principais componentes e a Figura 2 mostra um desenho geral do transformador de potência identificando os componentes externos.

Tabela 3 - Sistemas e seu Componente Principal

Sistema	Principais componentes
<i>Sistema de Comutação</i>	<i>Comutador de derivação em carga</i>
<i>Sistema de Proteção</i>	<i>Relé Buchholz</i>
<i>Sistema de Conexão</i>	<i>Bucha condensiva</i>
<i>Sistema de Resfriamento</i>	<i>Radiador</i>
<i>Sistema Estrutural</i>	<i>Tanque</i>
<i>Sistema de Preservação do Óleo</i>	<i>Tanque de expansão</i>
<i>Sistema Ativo</i>	<i>Parte ativa</i>
<i>Sistema de Controle, Supervisão e Monitoramento</i>	<i>Caixa de controle</i>

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Figura 2 - Principais Componentes Externos do Transformador



- | | |
|---|-------------------------------------|
| 1 – Bucha condensiva | 6 – Tanque |
| 2 – Radiador | 7 – Caixa de controle |
| 3 – Mecanismo de transmissão do comutador | 8 – Tanque de expansão |
| 4 – Comutador de derivação em carga | 9 – Tanque de expansão do comutador |
| 5 – Acionamento motorizado | 10 – Rele Buchholz |

Fonte: Adaptado de (SIEMENS 2016, 2016), pelo autor.

E internamente ao tanque do transformador têm-se a parte ativa, o líquido isolante e o comutador. E a parte ativa divide-se em núcleo de ferromagnético, bobinas de cobre, conexões e ligações. O isolante sólido neste trabalho é considerado parte das bobinas.

2.3. PARTE ATIVA

2.3.1. Núcleo

A função do núcleo do transformador é conduzir o fluxo magnético entre os enrolamentos com baixa relutância magnética e elevada resistência elétrica para minimizar as correntes de *Foucault*. O núcleo é composto por chapas de material ferromagnético, armaduras, culatras, tirantes e sapatas. As chapas possuem

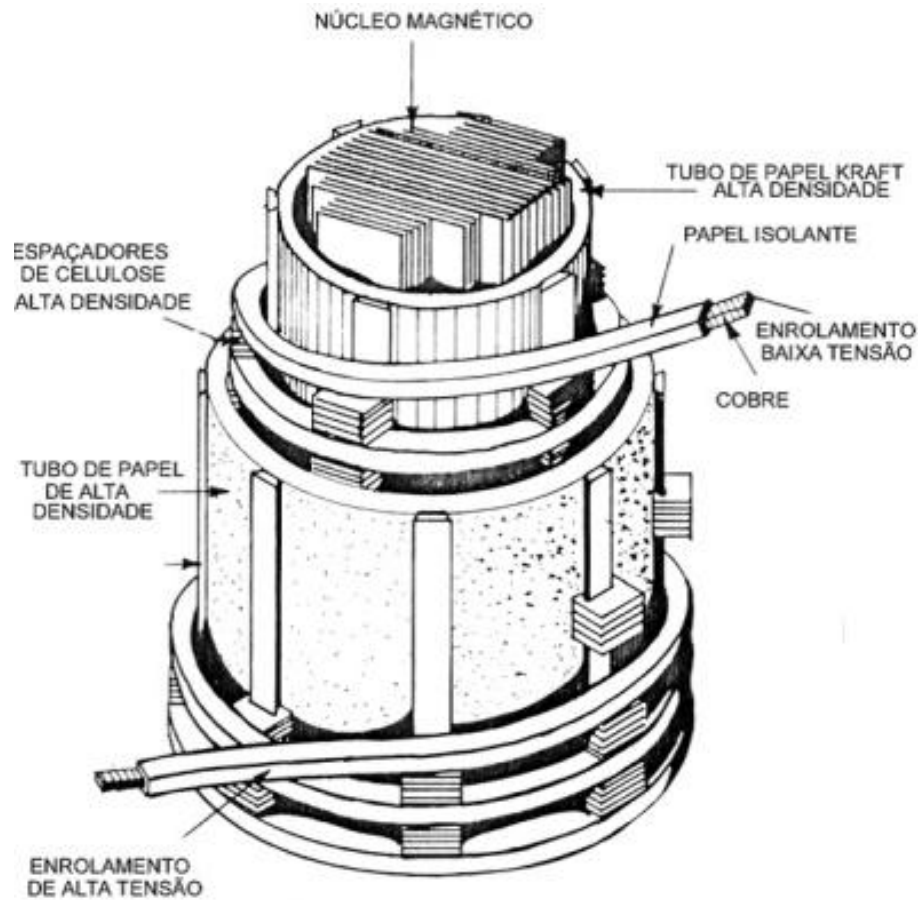
espessura entre 0,2 e 0,3 mm, são de aço silício de grão orientado que lhe proporciona perdas relativamente baixas. No processo de laminação do aço e montagem das chapas controla-se os pontos de junções do núcleo para melhorar a permeabilidade magnética. Para reduzir as perdas de *Foucault*, as chapas de aço silício são revestidas com um verniz isolante, chamado carlite (Heathcote).

Os principais defeitos que o núcleo pode experimentar no decorrer da sua vida são: curto-circuito entre chapas, problema no aterramento e deformação do pacote de chapas. Durante o processo de fabricação, as chapas podem sofrer pequenos danos na camada isolante e isto pode resultar em circulação de corrente e iniciar um ponto quente durante a operação. Com o tempo, isto pode aumentar a degradação da camada isolante devido às temperaturas geradas, causando severo aquecimento pontual no núcleo, que pode danificar o próprio e o isolamento de papel nas proximidades. Outra causa adicional de superaquecimento não intencional é o aterramento do núcleo. O aterramento deficitário permite corrente circulante, que produz calor e pode levar a um aquecimento; e a falta de conexão do aterramento permite a ocorrência de descarga parciais no núcleo. O núcleo está sujeito a esforços mecânicos durante a sua vida, devido a corrente dos enrolamentos. Essas forças podem causar pequenas distorções nas chapas do núcleo, especialmente nas junções, aumentando o entreferro. Se essas forças abrirem as chapas e aumentarem os espaços entre elas, isso pode causar descargas parciais e correntes circulantes.

2.3.2. Enrolamento

Os enrolamentos ou bobinas dos transformadores de potência são construídos com condutores de cobre eletricamente isolados uns dos outros por camadas de verniz e papel isolante. E estes, por sua vez, são então agrupados e enrolados com papel para formar o condutor do enrolamento, como mostrado na Figura 3. Defeito ou falha no enrolamento do transformador de potência é o pior tipo de evento que pode ocorrer com o equipamento, pois ocasiona na retirada de operação do transformador por um período de tempo longo, e o reparo é dispendioso. (CIGRE 018 GT A2.04, 2014). Dos inúmeros problemas que podem ocorrer com os enrolamentos, os mais comuns são: deformação mecânica, ruptura da isolação e o principal do ponto de vista de envelhecimento, deterioração da resistência mecânica do isolante sólido.

Figura 3 - Esquema de um Enrolamento e Núcleo



Fonte: Adaptado de (Horning, et al., 2004), pelo autor.

A circulação de corrente de falta (curto-circuito) no enrolamento produz forças eletromecânicas com potencial de causar a deformação mecânica do mesmo. Estas forças mecânicas podem atuar no eixo radial e axial, comprimindo ou expandindo enrolamento, dependendo do sentido da corrente. Quando o esforço radial é superior ao suporte mecânico da bobina, o enrolamento pode flambar, como apresentado na Figura 4 e o esforço axial pode comprimir ou expandir o enrolamento. A deformação do enrolamento pode resultar em curto-circuito: entre espiras, entre camadas do enrolamento, entre bobinas, entre fases ou fase terra (Bechara, 2010).

Figura 4 – Foto do Enroalemtno de Baixa Tensão com Defeito



Fonte: Registro realizado pelo autor.

Em regiões onde a intensidade do campo elétrico supera a resistência dielétrica do isolamento podem surgir pontos de descargas parciais e em casos graves o rompimento completo do isolamento. Estas regiões são tipicamente defeitos no isolante sólido ou bolhas de gás dentro do isolante líquido. A resistência dielétrica do isolamento diminui com o tempo, podendo assim ser considerada como um modo de falha ou mecanismo de envelhecimento. Este é o caso quando as descargas parciais danificam o isolante sólido e reduzem gradualmente as suas qualidades de isolante. As descargas parciais podem então se transformar em falhas mais graves com descargas de maior energia.

Um alto teor de umidade no isolamento pode formar bolhas de água quando o isolante sólido é aquecido rapidamente (água será liberada do isolante sólido para o óleo, onde, se a temperatura é suficientemente alta, vai entrar em ebulição) ou água livre pode ser liberada para o óleo, como consequência de um resfriamento rápido após um longo período de aquecimento (a capacidade de dissolver a água diminuirá mais rapidamente do que a capacidade da celulose de absorver a água) (Horning, et al., 2004).

O material sólido do sistema de isolamento, também possui função de prover resistência mecânica aos condutores do enrolamento, mantendo-os no lugar durante as solicitações mecânicas. O envelhecimento do papel isolante afeta pouco sua resistência dielétrica, mas muito sua resistência mecânica. A resistência mecânica do papel diminui devido à quebra das moléculas de celulose (Horning, et al., 2004). A celulose é formada por longas cadeias de glicose conectadas por ligações glicosídicas. O tamanho dessas cadeias de glicose define a resistência à tração da fibra de celulose e é, usualmente, caracterizado por uma grandeza denominada Grau de Polimerização.

O envelhecimento do papel em termos de Grau de Polimerização pode ser descrito como uma reação química com três mecanismos de degradação: hidrólise, pirólise e oxidação, sendo a hidrólise e a oxidação os causadores da degradação em condições normais de funcionamento (Horning, et al., 2004). A hidrólise é um processo que depende principalmente do teor de umidade no isolante sólido e afeta mais o papel Kraft, portanto o papel termoestabilizado envelhece a uma taxa menor na mesma condição e temperatura. A taxa de contribuição da oxidação para o envelhecimento do papel é baixa em comparação com a da hidrólise e é normalmente desconsiderada. A pirólise ocorrerá independente do oxigênio e da umidade, mas não ocorre em temperaturas normais de operação, somente a temperaturas elevadas, e nestes casos, a taxa de envelhecimento devido à pirólise será dominante em comparação com a hidrólise e oxidação. Essas altas temperaturas podem ser causadas pelo superaquecimento das conexões nos condutores de enrolamento e, com o passar do tempo, podem carbonizar completamente o papel.

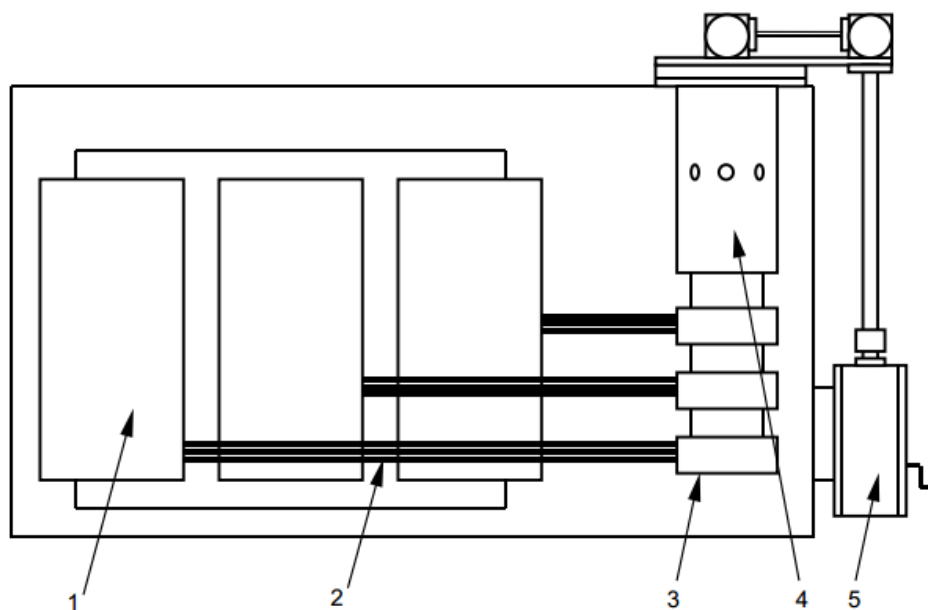
Para determinar exatamente o estado do isolamento sólido de um transformador de potência, é necessário saber como sua taxa de degradação é afetada pela umidade, acidez, oxigênio e temperatura, sendo a temperatura na qual ocorre a degradação o fator dominante. Estimar esta temperatura é essencial quando se trata de avaliar o estado do isolamento sólido. Para os transformadores em operação o recurso de estimar a temperatura do enrolamento é realizado a partir da medição da temperatura do óleo e do carregamento do transformador. Como a temperatura no interior do transformador não é uniforme, algumas regiões do isolamento estão submetidas a temperaturas mais altas do que outras. Esta região, geralmente referida como *hot-spot*, é onde se espera degradação maior do papel.

A norma (IEC 60076-7, 2005) apresenta uma maneira de calcular a temperatura do ponto mais quente através de uma equação exponencial. Isto permite que a temperatura do ponto mais quente seja calculada em função do tempo, da carga e da temperatura ambiente, considerando as seguintes simplificações: a temperatura do óleo dentro do tanque aumenta linearmente em direção à parte superior, a diferença de temperatura entre óleo e enrolamento é constante e supõe-se a temperatura do ponto mais quente um pouco maior do que a do topo do enrolamento.

2.4. COMUTADOR DE DERIVAÇÃO EM CARGA

Os transformadores de potência com Comutadores de Derivação em Carga (CDC) são utilizados para regular a tensão de operação do lado da carga. A regulação é realizada alterando-se o número de espiras de um dos enrolamentos, aumentando ou diminuindo a relação de transformação. O comutador é o componente responsável por realizar eletricamente a alteração no número de espiras (Alstom, 2012). Os principais componentes do comutador de derivação em carga estão representados na Figura 5, para um comutador tipo resistivo e interno.

Figura 5 - Comutador de Derivação em Carga, tipo resistivo



1 – Enrolamentos do transformador; 2 – Cabos de derivação; 3 – Seletos de derivação; 4 – Chave comutadora (chave de carga) e 5 – Mecanismo de acionamento.

Fonte: Adaptado de (CIGRE 015 GT A2.05, 2013), pelo autor.

O comutador de derivação em carga trabalha com o transformador energizado e com carga, comutando a corrente nominal do mesmo e eventualmente até corrente de falta. As estáticas de falhas de transformadores apontam o comutador como um dos componentes críticos do transformador de potência. Seu índice de falha é elevado e as mesmas estão associadas à retirada de operação do transformador (CIGRE 016 GT A2.02, 2013).

Na chave comutadora, a abertura e fechamento do contato elétrico com corrente, produz: arco elétrico, desgaste dos contatos e carbonização do óleo mineral isolante. O seletor de derivações trabalha sem corrente e, portanto, o desgaste do contato é mínimo. Devido a operação frequente, o desgaste mecânico do mecanismo de acionamento também é uma fonte relevante de falha do comutador de derivação. A operação do comutador de derivação em carga é realizada por um sistema mecânico complexo, composto por vários componentes. O processo de comutação é acionado por um conjunto que inclui motor, caixa de redução, transmissão mecânica e caixa angular, localizadas na parte externa do transformador, enquanto que a seleção das posições para comutar ocorre dentro do tanque principal do transformador pela chave seletora. A comutação entre elas é realizada dentro do transformador, pela chave de carga, mas em compartimento com óleo mineral isolante separado do óleo do transformador.

Todos os comutadores dos transformadores do sistema de transmissão analisado são do tipo resistivo, e apenas três equipamentos possuem comutador externo.

2.5. BUCHA

A função da bucha é realizar a conexão do transformador com o sistema elétrico de potência. São utilizados dois tipos diferentes de buchas em transformadores de potência: as buchas de corpo não condensivo, compostas por um condutor envolto por uma capa de porcelana, para aplicação de 13,8/23 kV; e as buchas com corpo condensivo, que são compostas por um capacitor formado por diversas camadas de filme metálico, envolto por isolante, localizado entre o condutor central da bucha e a parede interna do corpo de porcelana. Como outros componentes do transformador, elas podem ser substituídas, portanto sua importância para a saúde do transformador é relativa. O mais grave em ocorrências envolvendo bucha é o dano externo ou interno que a falha da mesma pode causar.

Por esta razão, é importante estar ciente dos modos de falhas e mecanismos de degradação que afetam as buchas.

De acordo com o (ABB, 2004) existem condições particulares que devem ser acompanhadas para garantir uma operação segura da bucha: controlar o nível de óleo interno, verificar existência de ponto quente através de termografia e acompanhar a isolação através de ensaio.

As buchas com sistema de isolação papel e óleo estão sujeitas aos mesmos modos de falhas que o isolamento do enrolamento, e também se degradam com umidade e altas temperaturas. O isolante também pode ser danificado por descargas parciais que ocorrem como consequência da umidade elevada em casos extremos. As descargas podem levar a um aumento de pressão, que pode causar a explosão da bucha.

2.6. ÓLEO MINERAL ISOLANTE

O Óleo Mineral Isolante (OMI) possui excelentes características como líquido de isolação de transformadores de potência. Isto tem suas implicações práticas:

- a convecção natural permite que seja utilizado como meio refrigerante da parte ativa do transformador;
- a possibilidade de retirar amostra para análise do conteúdo de gases e compostos químicos, fornecendo importante informação sobre a condição interna do transformador;
- a fácil identificação da falha de estanqueidade do transformador através de ponto de vazamento;
- a função de isolante entre os enrolamento e tanque.

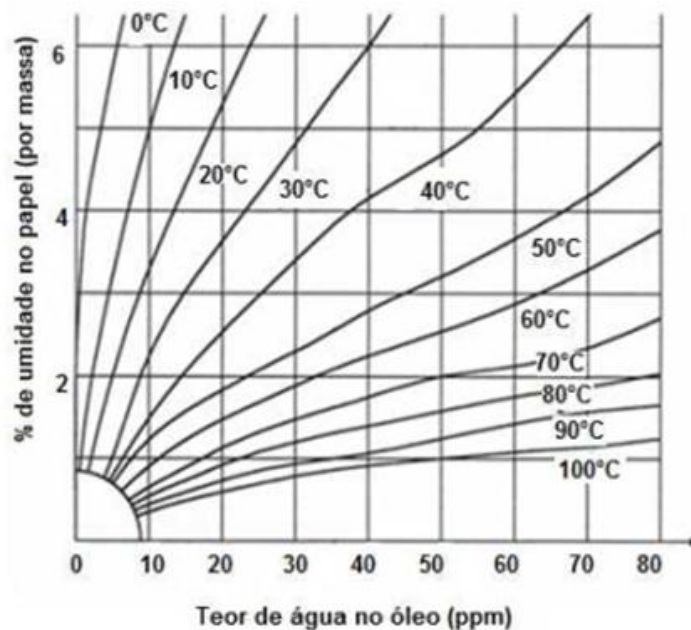
Os modos de falha relativos ao óleo isolante estão relacionados a redução, ao longo do tempo, das propriedades isolante e refrigerante. Tais modos de falha causados por envelhecimento são previsíveis e podem ser revertidos por um esquema de manutenção adequado (MILASCH, 1984). O óleo não experimenta modo de falha crítico.

O envelhecimento do óleo mineral com o passar do tempo reduz a sua característica de isolante, aumentando a probabilidade de curto-circuito interno. A redução pode ser atribuída a contaminação por partículas, ao aumento do teor de água ou a formação de gás.

Partículas são criadas como subproduto da reação natural de oxidação do papel e do óleo (Ortiz, et al., 2016). A oxidação do óleo viabiliza a formação de ácidos e borra. Os ácidos aceleram o envelhecimento do isolante sólido e a borra deposita-se nos condutores diminuindo a eficiência da refrigeração.

O papel isolante possui maior capacidade de armazenar água, portanto quase toda a água de um transformador está depositada nos enrolamentos. No entanto, uma vez que haja equilíbrio entre o óleo e a celulose, parte da água também será dissolvida no óleo. Este equilíbrio é dependente da temperatura e do teor de água do óleo, e um elevado teor de água dentro do transformador aumenta a taxa de envelhecimento do sistema de isolamento. A melhor maneira de avaliar a umidade no papel isolante é através de uma amostra do mesmo, mas na ausência desta, utiliza-se o gráfico da Figura 6, da (ABNT NBR 5416, 1997), que mostra a relação entre teor de água no óleo (ppm) e no papel (%), em função da temperatura da amostra, considerando o transformador higroscopicamente estabilizado. Conhecendo a porcentagem (%) de água e a massa no papel do transformador, pode-se avaliar a sua quantidade de água. Como referência, estima-se que o peso de papel no transformador seja em torno de 12% em massa da sua parte ativa conforme (CIGRE BROCHURE 349, 2008).

Figura 6 - Teor de água no óleo (ppm) e no papel (%) em função da temperatura



Fonte: (ABNT NBR 5416, 1997).

O documento (CIGRE BROCHURE 445, 2011) apresenta um exemplo descritivo, de um transformador de 300 MVA, com 10.000 kg de isolamento sólido, com um nível médio da umidade de 3%, representa 300 litros da água. No mesmo transformador, 60.000 kg do óleo com um índice de água de 10 ppm a 30°C reteria somente 0,6 litros da água.

Os gases são formados preponderantemente como consequência de descargas elétricas ou pontos quentes dentro do transformador. Os tipos de defeito que podem causar tal formação de gás são tipicamente: descarga parcial ou superfície metálica quente devido a mau contato elétrico ou fluxo disperso. A falha elétrica produz hidrogênio e acetileno. E o aquecimento do óleo produz vários hidrocarbonetos (Horning, et al., 2004). Outros gases formados são o monóxido de carbono e o dióxido de carbono, associados à degradação de celulose. Gases específicos são produzidos à diferentes temperaturas e associados a distintos mecanismos de falha. Como regra, quanto maior a energia, maior número de ligações são formadas (IEC-60599, 2007). E as razões entre gases são consideradas quando tenta-se identificar falhas dentro do transformador. A Tabela 4 explica como as relações entre os gases podem ser utilizadas para identificar um modo de falha típico. Este método revela o mecanismo de falha e a causa da produção de gás, sem identificar sua localização.

Tabela 4 - Interpretação de análise de gases dissolvidos

Caso	Falha característica	Acetileno	Metano	Étileno
		Étileno	Hidrogênio	Etano
DP	Descargas parciais	NS	< 0,1	< 0,2
C1	Centelhamento	0 - 0,6	0, 1 - 1	< 1
D1	Descarga de baixa energia	> 1	0,1 - 0,5	> 1
D2	Descarga de alta energia	0,6 - 2,5	0,1 - 1	> 2
T1	Sobreaquecimento $t < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	< 0,01	> 1	< 1
T2	Sobreaquecimento $300\text{ }^{\circ}\text{C} < t < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	< 0,1	> 1	1 - 4
T3	Sobreaquecimento $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	< 0,2 *	> 1	> 4

(continua)

(conclusão)

NOTA 1 As relações acima são significativas e convém que sejam calculadas se pelo menos um dos gases estiver presente em concentração e taxa de evolução acima de valores típicos de um mesmo projeto ou se apresentarem acima das concentrações de nível médio.

Nota 2 O padrão de decomposição de gases similar às descargas parciais tem sido reportado como um resultado da decomposição de um fino filme de óleo entre lâminas sobreaquecidas do núcleo na temperatura de 140 °C e acima.

Nota 3 Além da caracterização da falha, convém que seja considerada a concentração total dos gases combustíveis, bem como as taxas de evolução de cada gás. Os valores e critérios destas concentrações, recomendados para uma melhor avaliação d situação do equipamento são as seguintes:

0 - 400 ppm Concentração de gases combustíveis **baixa**.

400 - 900 ppm Concentração de gases combustíveis **médios**.

900 - 1500 ppm Concentração de gases combustíveis **significativa**.

1500 - 2500 ppm Concentração de gases combustíveis **alta**.

Acima 2500 ppm Concentração de gases combustíveis **muito alta**.

Nota 4 No caso de obtenção de diagnósticos idênticos, considerar o de maior gravidade.

NS = O valor esperado de acetileno deve ser abaixo do limite de detecção do método utilizado.

* Um incremento do valor da quantidade de acetileno (C_2H_2) pode indicar que a temperatura do ponto quente é maior que 1000 °C.

Fonte: Adaptado de (IEC-60599, 2007) pelo autor.

O teor de gás do óleo também fornece muita informação sobre a condição do isolamento de papel e óleo.

As razões de dióxido de carbono por monóxido de carbono (CO_2/CO) e oxigênio por nitrogênio (O_2/N_2) estão relacionadas com a degradação do papel e do óleo. Se a relação $CO_2/CO < 3$, isso é considerado indicação de falha envolvendo papel. Se $O_2/N_2 < 0,3$, isso indica consumo de oxigênio e degradação do papel ou óleo. Ressalta-se que essas relações são uma referência e devem ser utilizadas como indicativo da condição do sistema de isolamento do transformador.

2.7. TANQUE E ACESSÓRIOS

O tanque de um transformador é uma caixa metálica reforçada e robusta abrigando e protegendo a parte ativa contra fatores externos, tais como danos mecânicos e umidade. O tanque de expansão conectado ao tanque principal permite a variação do volume do óleo e os radiadores são responsáveis pelo resfriamento do líquido isolante. Os modos de falha associado ao tanque são danos no revestimento da superfície externa (tinta) e deterioração das juntas e vedações. O revestimento de tinta destina-se a proteger o tanque da corrosão e ferrugem e as vedações e juntas do transformador são destinadas a manter a parte interna estanque, ou seja, impedir vazamento do óleo mineral e penetração de umidade. As vedações e juntas, geralmente são de borracha e com o passar do tempo perdem sua elasticidade tornando-se frágeis e devem ser substituídas por novas (CIGRE 015 GT A2.05, 2013).

O número de acessórios do transformador é elevado, mas quando se analisa o tempo de vida do transformador os dois principais são: o sistema de refrigeração e o sistema de expansão. O sistema de refrigeração impacta diretamente na vida do transformador por ser o responsável em controlar a temperatura interna do transformador para diferentes condições de carregamento. E o sistema de expansão por ser responsável em controlar a entrada de umidade e oxigênio do ar e o contato desses elementos com o óleo do transformador.

O sistema de refrigeração de transformador é dividido em sistema de resfriamento interno e externo. O resfriamento interno utiliza o óleo e o fluxo pode ser natural ou forçado. O fluxo natural ocorrerá automaticamente quando o óleo é aquecido nos enrolamentos e em seguida flui para o topo do transformador, enquanto o óleo frio vai para o fundo, criando assim uma circulação natural. Da mesma forma, o meio de arrefecimento externo mais utilizado é o ar, que no caso de fluxo forçado requer o uso de ventiladores. As falhas comuns estão relacionadas aos motores dos ventiladores ou bombas ou aos circuitos de comando e alimentação dos mesmos.

Para o sistema de expansão as concessionárias utilizam nos transformadores o sistema de respiração livre com conservador, para prover espaço de expansão do óleo. O conservador é montado acima do transformador e o óleo está em contato direto com o ar à pressão atmosférica. O oxigênio e a umidade do ar serão então

absorvidos pelo óleo até que o equilíbrio seja atingido. Para diminuir a absorção de água pelo óleo, um reservatório de sílica gel é utilizado para secar o ar à medida que entra no conservador. Uma alternativa é utilizar bolsa ou membrana de borracha à prova de água para impedir o contato direto entre o óleo e o ar.

3. ANÁLISE DOS MODELOS DE HEALTH INDEX

3.1. CONCEITO GERAL

Health Index é uma ferramenta utilizada para auxiliar na tomada de decisão por gestores de ativos, que permite análise rápida e com qualidade, através do processamento das informações de condição disponíveis para um conjunto de ativos. Desta forma, tanto a necessidade de manutenção individual como do parque podem ser investigadas através de um ranqueamento. Tal classificação é baseada em várias pontuações, que por sua vez são encontradas a partir de um conjunto de algoritmos especialmente concebidos para avaliar os dados de operação e manutenção do ativo. Estes algoritmos avaliam subsistemas separados do transformador e são ponderados para formar uma pontuação final, que representa a condição geral do transformador de potência. Com base nesta pontuação final ou nas pontuações parciais obtidas para cada subsistema, as decisões relativas à condição e os esforços de manutenção podem ser ajustados (Vermeer, et al., 2014). Para uma gestão de ativos eficiente é essencial possuir informação sobre a condição do mesmo. Contudo, sabe-se que existe também um custo associado a obtenção de tais informações. O *Health Index*, também pode ajudar a demonstrar onde há necessidade de aquisição de mais informações.

3.1.1. Definições

O *Health Index* dos transformadores de potência é empreendido com ênfase na avaliação da viabilidade de longo prazo de um ativo, em vez da sua funcionalidade de curto prazo (Hjartarson, et al., 2006). Nos modelos de *Health Index* fatores que afetam a vida útil são considerados mais importantes daqueles que podem ser revertidos por manutenção. Este conceito deve ser bem assimilado pelos usuários e desenvolvedores de um *Health Index*, para correta compreensão do real significado da saída do mesmo.

Em (Hjartarson, et al., 2006), os objetivos críticos na formulação e composição de *Health Index* são apontados:

- o índice deve indicar com segurança adequada a permanência do ativo em operação e ser representativo da saúde global do mesmo;

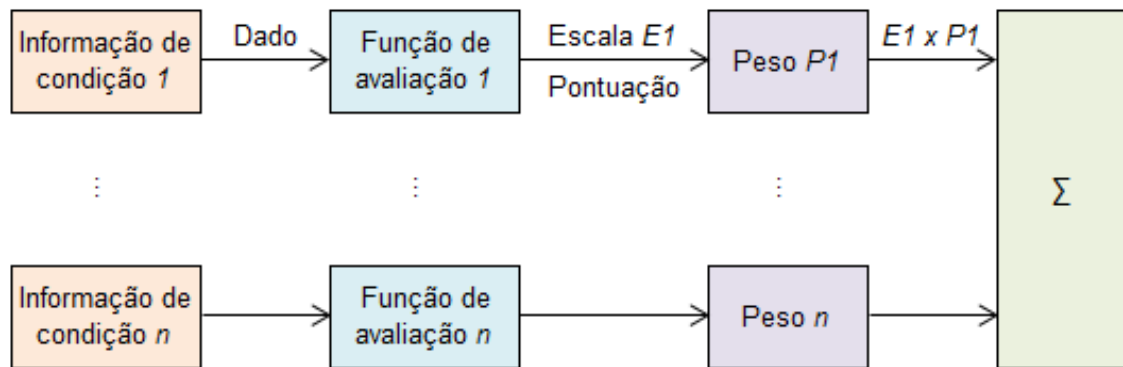
- o índice deve conter medidas objetivas e verificáveis da condição do ativo, desconsiderando observações subjetivas;
- o índice deve ser compreensível e de rápida interpretação.

Destes objetivos, entende-se que um *Health Index* não é um método exato de calcular o estado de um ativo, mas sim um modo de quantificá-lo para que possa ser facilmente representado e comparado em grande escala.

Um transformador consiste de vários subsistemas e, portanto, pode-se desenvolver módulos separados para descrever a degradação de cada subsistema. A maneira como estes módulos afetam o valor final do *Health Index* depende dos diferentes mecanismos de falha que o transformador pode experimentar, o que por sua vez depende do projeto de fabricação, do ambiente e das condições de operação. A maioria dos transformadores segue o mesmo princípio básico de construção, embora quando se analisam detalhes de projeto construtivo as variações podem ser consideráveis. Isto torna possível a concepção de uma ferramenta capaz de avaliar a condição técnica de transformadores de várias classificações e campos de aplicação diversos. Detalhes de projeto são importantes e podem desempenhar um papel significativo sobre a condição técnica do transformador, portanto, quando conhecidos devem ser incorporados ao modelo.

No modelo desenvolvido são utilizados dados de operação e manutenção disponíveis na concessionária de transmissão de energia como entrada, estes dados são avaliados conforme critérios pré-definidos para estabelecer pontuação para cada uma das entradas. Na sequência é realizado o somatório ponderado das pontuações conforme pesos de importância para obter-se o indicador final de classificação para cada uma das unidades. Uma ilustração geral de como um *Health Index* pode ser construído é mostrado na Figura 7. Na figura observa-se que os dados de entrada são processados por módulos de avaliação para obtenção da pontuação da referente condição de entrada. Após as pontuações são multiplicadas por seus respectivos pesos para finalmente serem somadas obtendo-se a pontuação final do *Health Index*.

Figura 7 – Diagrama generico para *Health Index*



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A maioria dos transformadores de potência está sujeita a um plano de manutenção, onde são realizadas várias medições de rotina. As medições de rotina podem ser realizadas em um ou vários componentes dos transformadores e serão, na maioria dos casos, a principal fonte de informação sobre a condição dos mesmos. Medidas especiais também podem ser realizadas para obter informações mais detalhadas ou adicionais, mas isso normalmente será o caso de um grupo restrito de ativos. No contexto do *Health Index*, os dados de condição são denominados como Indicadores de Condição. Para classificar e comparar ativos na mesma base, os dados, ou indicadores, usados como entrada para o modelo de *Health Index* devem estar disponíveis para o maior número possível de ativos (PICHER, et al., 2014). Se o *Health Index* necessitar de dados que o usuário não tem acesso, porque obtê-los é economicamente inviável, este *Health Index* não terá utilidade prática. Por outro lado, um *Health Index* não trará informação relevante, a menos que os dados de entrada realmente contenham alguma informação sobre a condição do transformador. Com isso em mente, uma escolha razoável é usar dados de condição que a concessionária já coleta em uma base de dados regular como parte de seu plano de manutenção.

Na Tabela 5 são listadas as principais atividades de manutenção regulamentada no requisito mínimo de manutenção (REN N° 669, de 14 de Julho de 2015, 2015), principal fonte de dados para montagem do *Health Index*.

Tabela 5 - Coleta de dados de condições

Atividades Mínimas de Manutenção Preditiva	Periodicidade (meses)
Inspeções Termográficas - Nos equipamentos e em suas conexões	6
Análise dos gases dissolvidos no óleo isolante	6
Ensaio físico-químico do óleo isolante	24
Inspeções visuais - Limpeza dos equipamentos, a existência de vazamentos de óleo, de ferrugem, de corrosão, a existência de vibração, ruídos anormais, o nível de óleo e as condições dos aterramentos	1
Funcionamento dos circuitos de proteção	72
Funcionamento dos periféricos e acessórios	72
Ensaio de fator de potência e de capacitância das buchas	72
Inspeção interna do comutador	72
Ensaio de fator de potência, de resistência de isolamento e de resistência ôhmica dos enrolamentos	72

Fonte: ANEEL, RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 669 (2015).

Identificar todos os mecanismos relevantes de falha e degradação, bem como suas consequências e implicações práticas, está em (Hjartarson, et al., 2006) listado como primeiro passo para a criação de um modelo de *Health Index*. Isto inclui a identificação das condições que causam deterioração irreversível, que podem levar a falhas imediatas, quais partes do transformador estão especialmente expostas à falha e como os dados medidos devem ser interpretados para fornecer informações confiáveis e relevantes. Ter um bom conhecimento do transformador e dos seus componentes é também necessário para determinar quais as situações que devem ser realmente consideradas graves. Isto determinará posteriormente quanto cada indicador influenciará o *Health Index*. A importância relativa de cada indicador de condição será decidida com base nas estatísticas, na experiência e nas consequências esperada em caso de falha.

3.1.2. Avaliação do Resultado

A investigação da condição real do transformador exige que ele seja retirado de operação para uma inspeção interna, portanto, tais investigações levam muito

tempo para produzir resultado significativo e isto dificulta a aferição da confiabilidade do *Health Index*. São sugeridas por (HEYWOOD, et al., 2014) duas formas de avaliar o sucesso de um *Health Index*: através da taxa de falha da empresa proprietária dos transformadores ou através de uma investigação após retirada de serviço do ativo. No estudo foram avaliados trinta transformadores após terem sido retirados de serviço entre 2011 e 2012 e as informações coletadas foram posteriormente comparadas com as estimativas iniciais do *Health Index* dos mesmos. Os transformadores foram agrupados em seis categorias diferentes de condição. Dos transformadores investigados, vinte foram classificados na categoria correta, sete mostravam uma condição melhor do que a estimativa inicial e três estavam em uma condição pior do que o esperado. As principais razões para os desvios entre a condição esperada e a condição real foram estimativas incorretas do envelhecimento do isolante sólido e classificação incorreta de falhas térmicas. A conclusão do estudo foi de que o *Health Index* impediu um número significativo de falhas de transformadores de potência.

3.2. ANÁLISE DOS MODELOS DE HEALTH INDEX

Neste tópico serão apresentados e analisados modelos com abordagens diferentes para o *Health Index*. O objetivo é destacar como os modelos são construídos, seus requisitos de dados, métodos de cálculo, confiabilidade da saída e como o resultado é apresentado ao usuário final. Também será avaliada a aplicabilidade dos modelos à realidade dos transformadores das concessionárias de transmissão. As conclusões feitas a partir desta revisão servirão posteriormente de base para o desenvolvimento de um modelo de *Health Index* personalizado às necessidades da concessionária, neste caso, Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE-GT. Os modelos selecionados foram escolhidos porque oferecem equilíbrio entre rigor e simplicidade e são propostos por empresas reconhecidas dentro da área de transformadores de potência.

3.2.1. Descrição dos Modelos

3.2.1.1. Modelo I

Descrito de forma qualitativa por (Vermeer, et al., 2014), é definido como uma metodologia destinada a simplificar as decisões de gerenciamento dos ativos transformadores de potência. Desenvolve conceitos sobre diferentes elementos e considerações que devem fazer parte do *Health Index*. O modelo trabalha estimando a vida útil esperada do transformador baseado em um grande conjunto de parâmetros de entrada. Dependendo do valor da vida útil esperada, os ativos são classificados e divididos em quatro categorias de condição.

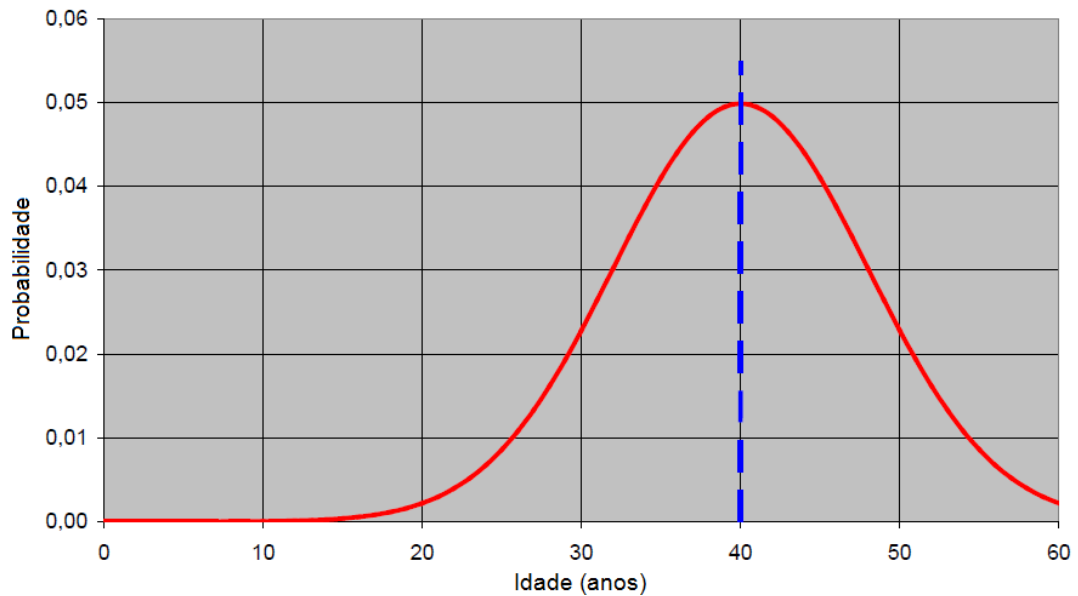
Este modelo utiliza estatística de falha, dados de operação e de condição para classificar os ativos por necessidade de substituição. O usuário deve definir um período de referência, horizonte de tempo no qual a análise de ativos será realizada e um período crítico, horizonte de tempo necessário para realizar a substituição. Com base nestes tempos, quatro categorias de condição são estabelecidas: condição boa, necessária manutenção adicional no período de referência, prevista substituição no período de referência e necessária substituição imediata.

O maior problema apontado na criação de um *Health Index* é a falta ou inconsistência dos dados; este desafio, para o modelo em questão, é tratado através da função de transferência, responsável por preencher lacunas de dados utilizando as informações disponíveis. O modelo apresenta duas maneiras de fazer isso:

- dedução, as premissas são feitas com base no conhecimento de outros parâmetros. Por exemplo, o nível de umidade num transformador pode ser deduzido do conhecimento sobre a localização, ambiente, a prática de limpeza, etc. As estimativas aproximadas dos níveis de umidade podem então ser categorizadas em baixo, moderado, alto;
- estatística, partindo do princípio de que os ativos semelhantes possuem propriedades análogas, estimativas podem ser feitas a partir do conhecimento estatístico de ativos onde todas as informações necessárias são conhecidas.

A estimativa de vida útil é calculada pela combinação de três blocos de funções, denominadas de acordo com sua entrada: Função Estatística, Função Degradação e Função Condição.

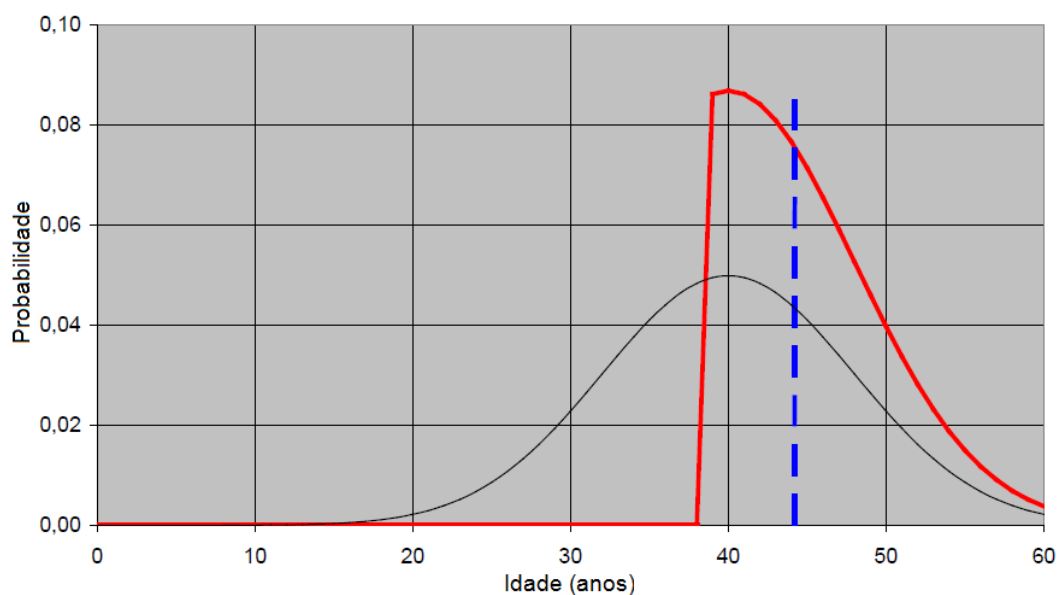
Figura 8 – Distribuição de probabilidade normal (40 anos, 20%)



Fonte: Adaptada de (Vermeer, et al., 2014), pelo autor.

A Função Estatística utiliza estatística de falha do proprietário dos ativos como base para estimar a vida remanescente esperada para diferentes grupos de ativos. A Figura 8 mostra um exemplo de curva de distribuição densidade de probabilidade de falha para um tipo de transformador, onde a expectativa de vida média restante é de 40 anos.

Figura 9 - Distribuição de probabilidade ajustada (40 anos, 20%)



Fonte: Adaptada de (Vermeer, et al., 2014), pelo autor.

Uma vez que parte dos ativos sob investigação está chegando ao fim da vida, a vida remanescente inicial não pode ser usada diretamente. O cálculo leva em conta o fato de que um ativo sobreviveu até sua idade atual e ajusta a função de densidade de probabilidade do mesmo, como mostrado na Figura 9. Para um ativo com vida real de 38 anos calcula-se a nova expectativa de vida útil restante.

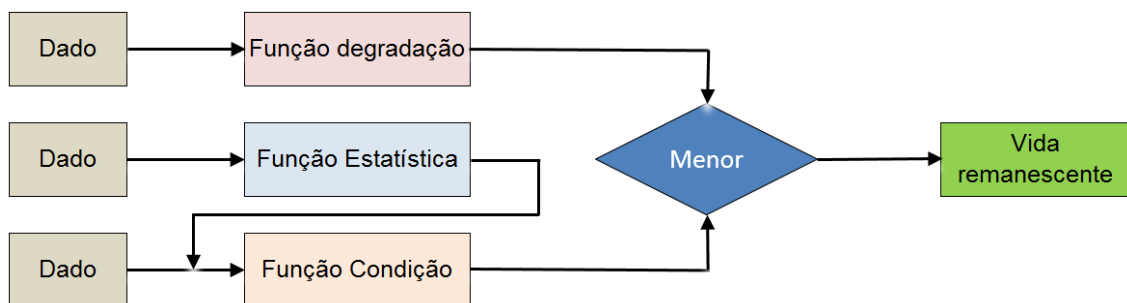
No gráfico da Figura 8 a linha azul tem uma expectativa de vida de 40 anos e no gráfico da Figura 9, a linha vermelha mostra a função densidade de probabilidade redistribuída de um ativo de 38 anos, enquanto a nova linha azul pontilhada vertical mostra o tempo de vida esperado do ativo após a redistribuição. A expectativa de vida deste ativo passou para 44,2 anos, e a vida remanescente para 6,2 anos.

A Função de Degradação avalia o impacto de diferentes mecanismos de degradação conhecidos na vida do transformador. O texto não descreve completamente esta função, apenas sinaliza a utilização dos mecanismos de degradação do papel e desgaste do Comutador de Derivação em Carga.

A Função Condição individualiza as estimativas de vida obtidas a partir da função estatística. Utiliza as informações das inspeções, teste de diagnósticos e manutenção como entrada e assim fornece os resultados mais precisos e atualizados. A função de condição trabalha ajustando a vida remanescente esperada, dependendo da condição de um ativo, aumentando caso o ativo esteja em bom estado e diminuindo no caso contrário.

Após o cálculo das funções de avaliação, estas são combinadas para expressar a estimativa de vida remanescente, conforme mostrado na Figura 10. A estimativa de vida remanescente final do modelo é a menor dos dois valores.

Figura 10 – Fluxograma do Modelo



Fonte: Adaptada de (Vermeer, et al., 2014), pelo autor.

Um gestor de ativos deve conhecer o grau de incerteza da estimativa de vida útil, para garantir a segurança na continuidade da operação. No modelo a análise de sensibilidade é realizada por meio de simulações de Monte Carlo.

3.2.1.2. Modelo II

Para a avaliação e classificação do parque de transformadores de potência, a empresa Hydro-Québec do Canadá utiliza uma composição de estatística de falha em conjunto com *Health Index* (PICHER, et al., 2014). O objetivo é simplificar o trabalho do gestor de ativos representando equipamentos com maior risco, assegurando assertividade nas decisões de manutenção e investimento. A conexão entre aspectos estatísticos e o *Health Index*, é feita através do conceito de idade aparente. Este conceito auxilia na comparação entre ativos calculando uma idade equivalente para ativos com base na condição.

São utilizados dados disponíveis para mais de 75% dos equipamentos. Os seguintes dados foram selecionados para servir de entrada para *Health Index*: taxa de falhas para família de transformadores, envelhecimento do isolante sólido, análise de gases dissolvidos, condição do comutador, condição da bucha, teor de umidade no óleo, ensaio do óleo, confiabilidade dos acessórios e reparos relacionados a vazamento.

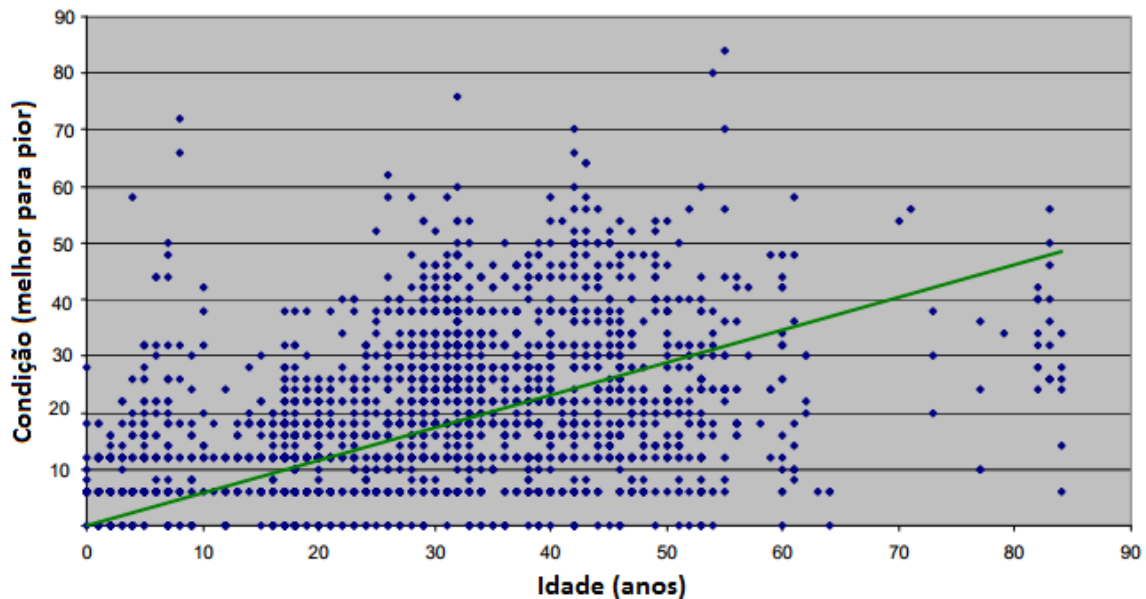
Os parâmetros estatísticos não são apresentados, apenas é informada a utilização um estimador limite-produto, não-paramétrico, para investigar como as taxas de falhas e de sobrevivência são afetadas pelo incremento da idade do ativo.

Este modelo utiliza *Health Index* como parte da estratégia de gestão de ativos, calculado com base nos dados de condição disponíveis. Dependendo da condição do componente investigado, é atribuída uma pontuação entre os valores 0 e 3 para o indicador de condição. Os indicadores são todos ponderados no cálculo final conforme sua importância relativa. O indicador cuja condição não pode ser melhorada através de manutenção possui um peso maior. Não é apresentado o procedimento de cálculo da pontuação dos indicadores e os pesos atribuídos para os mesmos pelos especialistas.

O resultado deste modelo de *Health Index* é uma nota de 0 a 50, onde 0 representa a melhor condição possível. Ao avaliar os transformadores, monta-se um gráfico com a idade dos ativos no eixo x e a pontuação do *Health Index* no

eixo y. Desenha-se uma linha de regressão para indicar a condição média em função da idade. Unidades acima desta linha estão em pior condição do que a média do parque, enquanto unidades sob a linha estão em condição melhor, como apresentado na Figura 11.

Figura 11 – Condição geral em função da idade

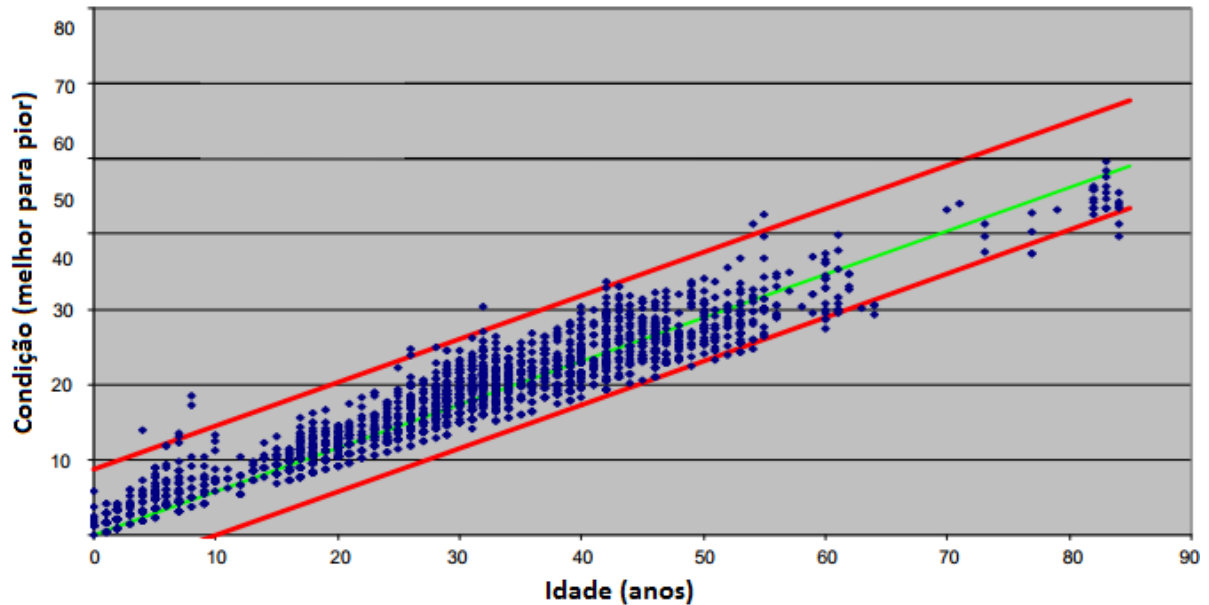


Fonte: Adaptado de (PICHER, et al., 2014), pelo autor.

O método define o conceito de idade aparente, que é determinada a partir da linha de regressão a mesma pontuação do *Health Index* do ativo em questão. Este método pode apresentar desvios extremos entre a idade real e a idade aparente calculada. Para contornar este problema, são definidos os limites superior de 15 anos e inferior de 10 anos da idade real. Estes limites são representados por linhas paralelas com a linha de regressão deslocadas de -10 e + 15 anos como mostrado na Figura 12. Todos os valores do *Health Index* são alterados para ficar entre os limites estabelecidos, com o maior e menor valor ficando em cima dos seus limites, respectivamente.

A Figura 12 mostra os limites superior e inferior, como as pontuações são reduzidas verticalmente entre os limites, e o novo cálculo de idade aparente indicados pelas setas vermelhas e azuis. Os valores calculados em combinação com as taxas de falhas são utilizados para calcular a probabilidade de falha de um ativo.

Figura 12 – Limites de ajuste da idade aparente



Fonte: Adaptado de (PICHER, et al., 2014), pelo autor.

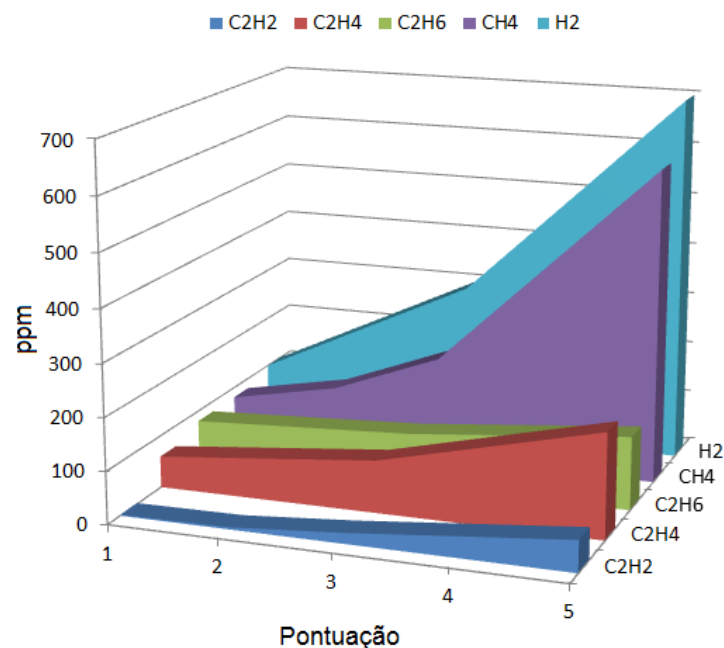
A incerteza associada a cada indicador utilizado no *Health Index* depende do tipo de informação e da idade da mesma. O método assume valor “Bom” para o indicador de condição em caso de falta de dados, tratando a incerteza como a necessidade de busca da informação em faltante. Não há representação da incerteza na saída do *Health Index*.

3.2.1.3. Modelo III

O método desenvolvido por (Jahromi, et al., 2009) propõe avaliar a condição global de um transformador através dos dados de operação e diagnóstico dos diferentes subsistemas. O método não contém qualquer componente estatístico e explica detalhadamente como realizar a avaliação. O primeiro componente do transformador avaliado é o comutador, através de três indicadores de condição. Utilizando critérios estabelecidos por especialistas da empresa e com base na literatura sobre gases dissolvidos no óleo do comutador, estabelece o indicador de análise de gases dissolvidos para o comutador. Também faz referência ao parâmetro para qualidade do óleo e condição denominada condição geral do comutador, mas não explica como calcular os indicadores.

Na Análise de Gases Dissolvidos o conteúdo de gás no óleo é comparado com valores de classificação retirados das recomendações de avaliação internacional, conforme Figura 13. Para cada valor de concentração de gás é atribuída uma pontuação. Os valores de pontuação individual dos gases são ponderados conforme pesos atribuídos para compor o fator. O cálculo também considera a taxa de produção de gás, e reduz o valor final caso identifique aumento na produção de gás em três amostras, quatro e cinco amostras consecutivas.

Figura 13 – Critério de avaliação para gás dissolvido



Fonte: Fonte: Adaptado de (Jahromi, et al., 2009), pelo autor.

O indicador de qualidade do óleo é obtido através de pontuação das propriedades do óleo, para obter uma classificação final de maneira semelhante ao indicador de gás.

A análise do conteúdo de furanos é utilizada como um método para estimar o GP do papel Kraft. No documento, (Jahromi, et al., 2009) ressalta, que esta relação está em processo de pesquisa, e que a interpretação de resultados pode mudar. Na falta de resultado da análise de furanos, a idade é proposta como um indicador de condição do isolante do enrolamento. É importante notar que a Tabela 6 não implica qualquer relação direta entre idade e teor de compostos furanos e que o critério de idade somente deve ser utilizado se não existir outro dado disponível. Classificação do resultado do teste de furanos ou idade

Tabela 6 - Classificação do resultado do teste de furanos ou idade

Código de classificação	Furanos (ppm)	Idade (anos)
A	0 – 0,1	Menor que 20
B	0,1 – 0,25	20 – 40
C	0,25 – 0,5	40 – 60
D	0,5 – 1,0	Maior que 60
E	Maior que 1,0	-

Fonte: Fonte: Adaptado de (Jahromi, et al., 2009), pelo autor.

Este modelo de *Health Index* define indicador de condição para ensaios elétricos. São indicados os seguintes ensaios: relação de transformação, resistência do enrolamento, resistência de aterramento do núcleo e fator de potência. São estabelecidos critérios para avaliação de todos.

O histórico de temperatura e de carregamento desempenham um papel importante quando se trata de determinar a condição do isolante sólido dos enrolamentos. No modelo o histórico de carga é representado pelo fator de carga, que leva em conta o pico de carga mensal e estabelece uma relação com a potência nominal do transformador, definindo assim uma pontuação conforme carregado.

O impacto do histórico de manutenção de um ativo é avaliado com base no número de ordens de serviço de manutenção corretiva dos últimos cinco anos. As ordens de serviço por componente do transformador serão analisadas, contadas e comparadas aos critérios de pontuação. Também é calculada uma pontuação total de ordens de serviço corretivas para verificar tendência de aumento na necessidade de manutenção no ativo.

A pontuação final do *Health Index* é calculada pela ponderação dos vários indicadores de condição em relação à sua importância relativa à condição geral do transformador. O cálculo pode ser descrito através da equação (1).

$$HI = 60\% * \frac{\sum_{j=1}^{21} K_j * HIF_j}{\sum_{j=1}^{21} 4 * K_j} + 40\% * \frac{\sum_{j=22}^{24} K_j * HIF_j}{\sum_{j=221}^{24} 4 * K_j} \quad (1)$$

Onde:

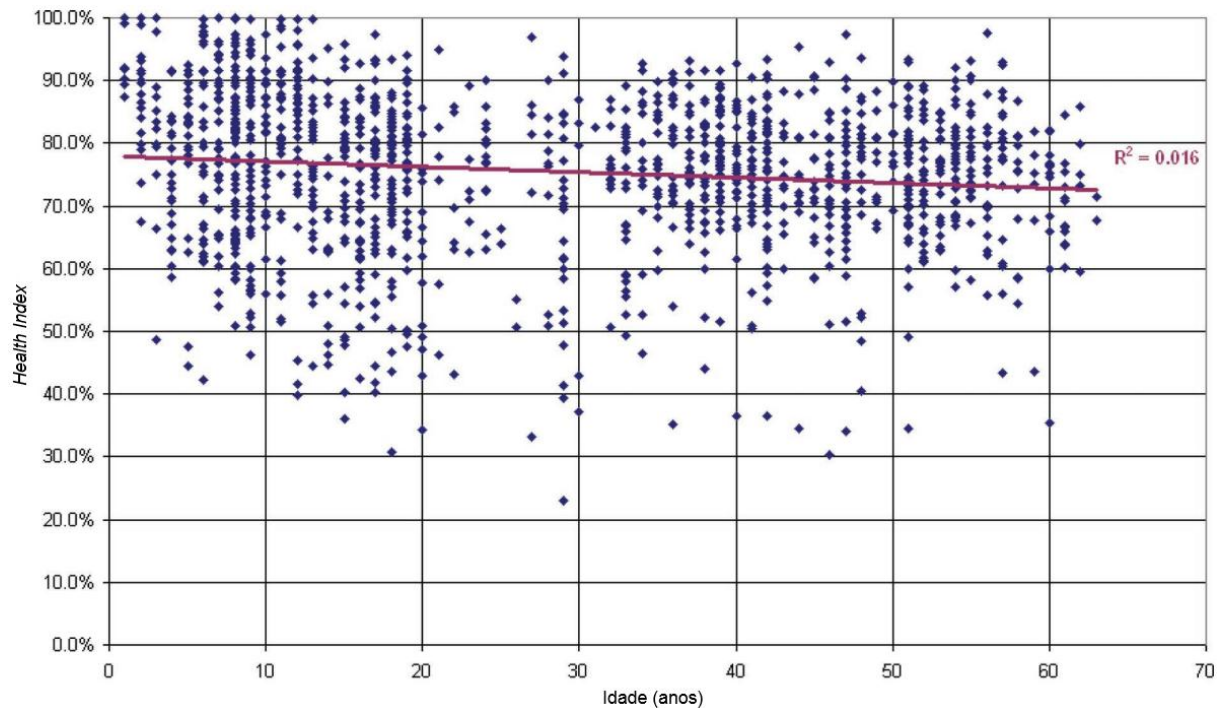
HI *Health Index*

K *Peso do Índice de condição*

HIF *Índice de condição*

Para cada estado de condição é atribuído uma pontuação de 0 a 4, e as duas frações da equação representam a condição do transformador e a do comutador, respectivamente. O modelo também apresenta os valores atribuídos para os pesos de cada indicador de condição.

Figura 14 - Health Index em função da idade dos transformadores



Fonte: Adaptado de (Jahromi, et al., 2009), pelo autor.

A Figura 14 apresenta um exemplo de *Health Index* calculado para uma grande população de transformadores de potência.

3.2.1.4. Modelo IV

O modelo propõe-se a avaliar diferentes aspectos do transformador, através dos dados de condição, operação e experiência de serviço. Os principais parâmetros utilizados na avaliação são: dados de inspeção, análise de gases dissolvidos, amostra de papel, confiabilidade de componentes, idade e condições de operação.

O critério é desenvolvido para avaliar a condição interna e externa do transformador. A condição externa é avaliada com base no histórico de manutenção, dados de inspeção dos equipamentos auxiliares e da estatística de falha desses componentes. Como não são realizadas medições regulares dos equipamentos

auxiliares, a informação disponível difere de ativo para ativo. E o método sugere que o critério de avaliação da saúde externa seja realizado por um especialista. O critério de saúde interno possui coleta de dados regulares, como a amostra de gases e óleo.

Os cinco indicadores de condição que são identificados como particularmente importantes para a saúde interna do transformador são: ponto quente, descarga interna, o envelhecimento do isolante sólido, teor de umidade do isolante e envelhecimento do óleo (Brandtzaeg, 2015).

O aquecimento excessivo de conexões e a presença de descarga no interior do transformador podem ser identificados a partir do aumento nos gases dissolvidos no óleo. A degradação do papel neste modelo é avaliada através da análise de gases dissolvidos. São considerados os níveis de gás de CO e CO₂ como indicadores de envelhecimento do papel e do óleo. Outra indicação utilizada é a relação entre os gases: CO₂/CO e O₂/N₂. Se CO₂/CO < 3, há indicação de envelhecimento do papel e se O₂/N₂ < 0,3 pode indicar oxidação do papel ou óleo. O teor de umidade do isolamento do transformador é avaliado segundo critério específico em função da tensão do equipamento. Para o envelhecimento do óleo o transformador é avaliado através do índice de oxidação. Com o envelhecimento a tensão interfacial diminui e a acidez aumenta; esta relação é referida como índice de oxidação e está normalmente na faixa 400 - 1000 ppm para óleo de boa qualidade.

O risco tecnológico leva em conta o desempenho de equipamentos com diferentes tecnologias, fabricantes, técnicas de fabricação e épocas, frente sua capacidade e viabilidade de manutenção.

O critério histórico utiliza simplesmente a idade de um ativo, independente da sua condição técnica. Embora a idade possa parecer um indicador simples, o método afirma-se na suposição de que as unidades mais antigas possuem maior frequência de falha.

A condição de funcionamento considera o impacto da variação frequente de carga e sobrecarga que podem prejudicar o transformador. Para realizar esta avaliação, um sistema de pontuação baseado no tempo de utilização do transformador e da energia transferida é sugerido como indicador.

Todos os critérios calculados separadamente são multiplicados pelos seus pesos conforme sua importância relativa à condição do transformador e somados para compor o índice final.

O coeficiente de 1/10 é usado uma vez que para cada um dos critérios são atribuídas pontuações entre 0 e 10. Ao utilizar este fator de escala, a pontuação final é mantida entre 0 e 16.

3.3. AVALIAÇÃO DOS MODELOS

Os modelos estudados são avaliados com relação à capacidade de representar adequadamente a condição do ativo e sua exigência de dados de entrada, tomando o cuidado de limitar a discussão aos temas relevantes para avaliação do estado do ativo transformador de potência.

O objetivo do *Health Index* é indicar a capacidade do transformador operar continuamente e representar sua “saúde geral”. Deste conceito entende-se que o *Health Index* espera chegar a uma avaliação da condição considerada representativa, mas não necessariamente exata. O resultado de um algoritmo de *Health Index* não é preciso o suficiente para determinar sozinho a condição do ativo. Transformadores de potência são complexos para que apenas uma pontuação consiga apreciar todo conjunto de componentes, subcomponentes e os esforços a que os mesmos estão sujeitos. Esforços de manutenção e decisões do momento oportuno de substituição devem, portanto contar não só com a pontuação do *Health Index*, mas também com outras investigações. Estas investigações podem ser realizadas como uma consequência da pontuação de avaliação. O *Health Index* serve como forte indicador, mas não como medida absoluta da condição do transformador.

A discussão limita-se as soluções que podem ser utilizadas para o desenvolvimento de um modelo de *Health Index* adequado às peculiaridades da concessionária e as que devem ser evitadas, com foco nos aspectos críticos de entrada, métodos de avaliação e modo de representação da saída. Os modelos não serão analisados na sua totalidade nem será avaliada a funcionalidade e eficiência.

3.3.1. Entrada de Dados

Os dados de entrada devem conter informações relevantes da condição dos ativos e estarem disponíveis para a maior parte dos transformadores do grupo. Prática comum entre concessionárias quando se trata de coleta de dados de

condição pode ser visto na Tabela 5. Com base nesta tabela são escolhidos: análise de gases dissolvidos, análise físico-química da amostra de óleo, histórico de carga e histórico de manutenção como dados de entradas mais relevantes. Estes dados são comuns para todos os modelos avaliados.

3.3.2. Método de Avaliação

As duas etapas do processo de avaliação consistem em como as pontuações para os indicadores de condição são calculadas a partir de dados disponíveis e como essas pontuações são ponderadas para compor o índice final. Estes elementos são decisivos para o bom desempenho do modelo na sua capacidade de avaliar a saúde de um ativo.

A análise de gases dissolvidos não representa a condição de um componente específico do transformador, mas sim do estado geral do seu interior. A capacidade do módulo de análise de gases dissolvidos de avaliar o estado do transformador depende da quantidade de amostras utilizadas. Uma amostra fornece duas informações importantes: o nível atual de gases dentro do transformador e a presença ou ausência de defeitos internos. Duas ou mais amostras coletadas ao longo do tempo fornecem a tendência de formação de gás. O Modelo III mostra como calcular, com base nos valores absolutos e de tendência de gás, utilizando pontuação de acordo com as normas internacionais. Esta solução é apropriada para utilização no modelo desenvolvido.

O Modelo III e o Modelo IV explicam como realizar a avaliação da condição do isolamento líquido. As duas abordagens são semelhantes, sendo que o Modelo IV utiliza um número menor de características. Conforme interpretação destes valores de ensaio entende-se como vantajoso utilizar o maior número possível de características na avaliação, melhorando a confiança e representatividade do modo de falha e mecanismos de envelhecimento.

Todos os modelos apresentados avaliam a condição do isolante sólido, mas através de métodos diferentes. A medição do furanos não é realizada como rotina pois ainda depende de normatização e não apresenta correspondência com papel termoestabilizado, sendo assim não deve ser utilizado como indicador da condição do papel. O Modelo III apresenta uma maneira simples e rudimentar de pontuação para transformadores com base na sua carga máxima mensal. O Modelo I utiliza o

método baseado na norma de carregamento (IEC 60076-7, 2005), desconsiderando a umidade e a oxidação do papel. Medições de Grau de Polimerização de uma amostra de papel isolante torna-se inviável por ser uma informação indisponível para a grande maioria dos transformadores.

O Modelo I e o Modelo II utilizam módulos de avaliação estatística no cálculo do índice. Estes módulos são bastante semelhantes e utilizam a idade de um ativo bem como a estatística de falhas para calcular a vida remanescente ou taxa de falha. Esta é uma abordagem interessante, mas apenas viável se as informações são sistematicamente registradas.

Os modelos avaliados utilizam três abordagens diferentes para apresentar a saída. O Modelo I calcula a vida remanescente, o Modelo II calcula a taxa de falhas esperada e os outros dois calculam pontuação que descreve a condição esperada do ativo. Apresentar a saída como o tempo de vida útil remanescente retira do gestor de ativos esta responsabilidade e implica numa incerteza adicional, porque a mesma é feita com base num cenário de operação futuro.

No Modelo II, a saída é dada como uma idade aparente, que é utilizada para calcular a taxa de falha esperada. A idade aparente é semelhante ao cálculo da estimativa de vida útil remanescente. Enquanto a taxa de falha esperada possui a vantagem de aumentar a possibilidade de pós-processamento, possui a desvantagem de não ser tão intuitiva como a estimava de vida.

O Modelo III e o Modelo IV optaram por indicar os seus resultados através de uma pontuação adimensional. Os modelos, portanto, não reivindicam saber quando um ativo vai falhar e deixam esta responsabilidade para o gestor dos ativos. Concentrando-se sobre a condição atual do transformador, ao invés de sua vida útil remanescente, não é necessário estimar condições futuras de utilização, por ser a saída a propriedade mais importante, abre-se a possibilidade que ela pode ser usada para classificar transformadores de potência.

4. MODELO DESENVOLVIDO

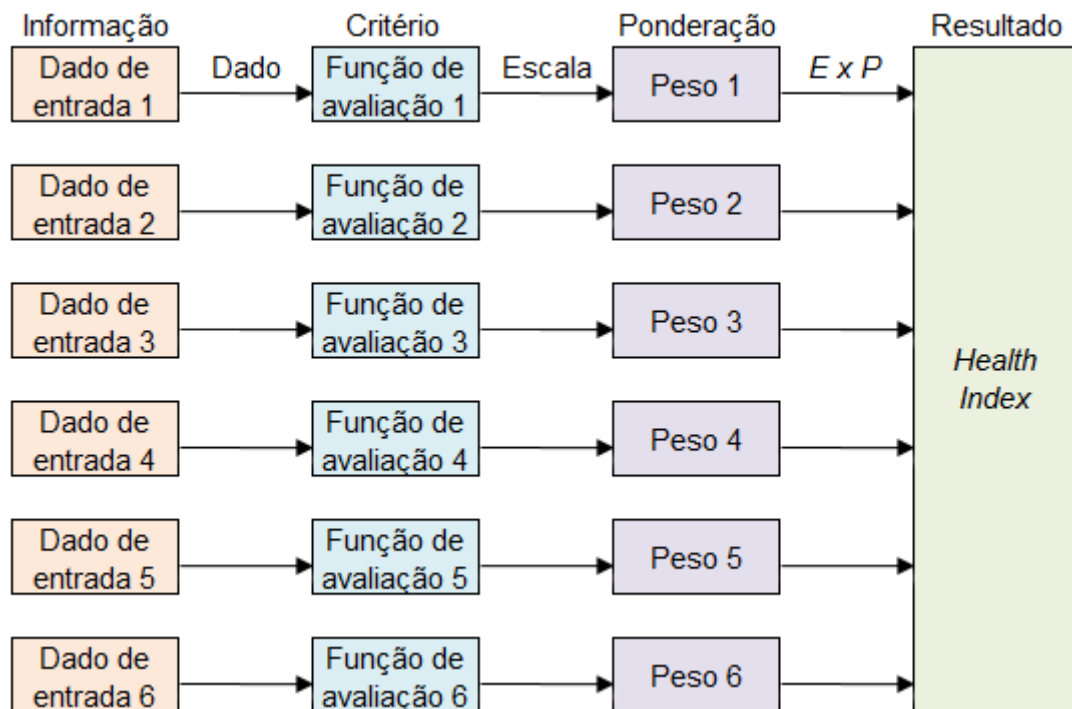
Neste capítulo será demonstrado detalhadamente o desenvolvimento do modelo *Health Index* para avaliação de transformadores de potência adaptado a realidade da concessionária de transmissão de energia elétrica, com ênfase na justificativa dos métodos de avaliação dos indicadores de condição escolhidos. Na primeira parte será apresentado o fluxograma do modelo, com a apresentação dos indicadores e os valores de pontuação. Em seguida os diferentes módulos de avaliação são explicados, bem como a realização do cálculo das grandezas. Na etapa final, é mostrado como os diferentes módulos de avaliação são ponderados no cálculo final do *Health Index*.

4.1. APRESENTAÇÃO GERAL

A motivação para o desenvolvimento de um modelo de *Health Index* adaptado às condições e necessidades da concessionária possui três fundamentos básicos: um modelo deve ser projetado para considerar os dados disponíveis, normalmente coletados e armazenados na concessionária, o modelo deve utilizar o máximo de informação possível para propiciar uma saída precisa e um modelo onde o usuário possa contribuir no desenvolvimento.

O fluxograma geral para um modelo de *Health Index* estabelece uma etapa de pontuação para cada dado de entrada, que representa um indicador de condição., Através de uma função de avaliação e posteriormente realiza o somatório ponderado destas utilizando os pesos escolhidos. Neste layout fica fácil perceber o impacto direto de cada função de avaliação de condição no índice final. Ele também torna fácil adicionar e remover módulos ao modelo. A desvantagem deste modelo é a necessidade de atribuir peso a cada função de avaliação de condição, tornando difícil justificar os pesos com provas concretas.

Figura 15 – Fluxograma geral

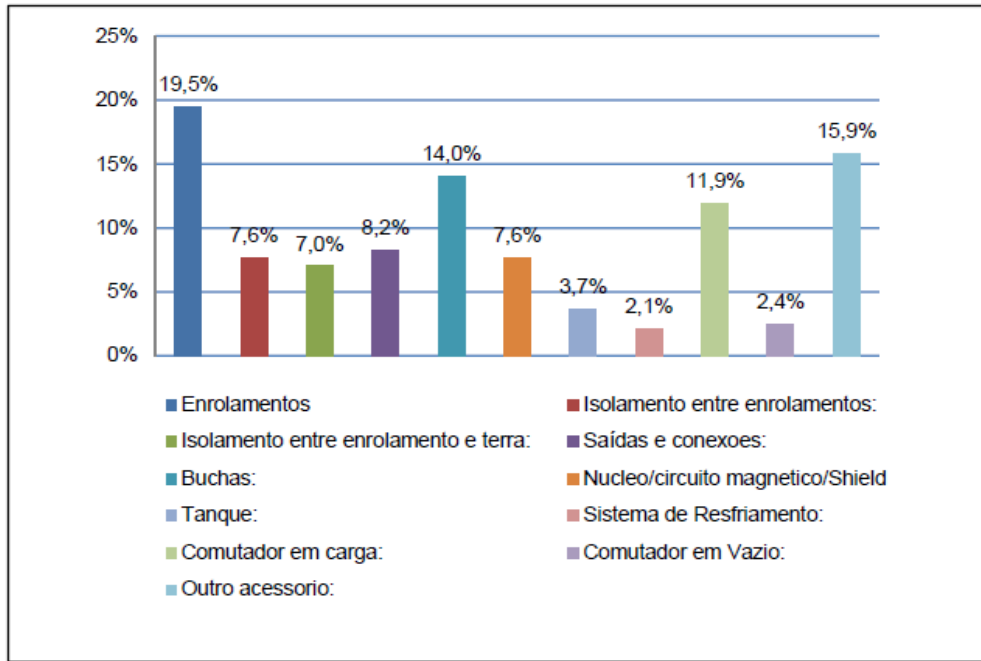


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A alternativa a abordagem anterior da Figura 15, é estabelecer uma importância relativa para cada componente, isto facilita trabalhar com o conceito de importância relativa, porque o impacto e a consequência de uma falha de um componente é mais evidente do que o de uma função avaliação. Também viabiliza a utilização das estatísticas de falha da Figura 16 para determinar da importância relativa dos componentes. A estatística de falha do (CIGRE 016 GT A2.02, 2013) é dada para os principais componentes:

- enrolamento (com isolante e conexões);
- buchas;
- circuito magnético (com núcleo);
- tanque (com resfriamento);
- comutador;
- acessórios.

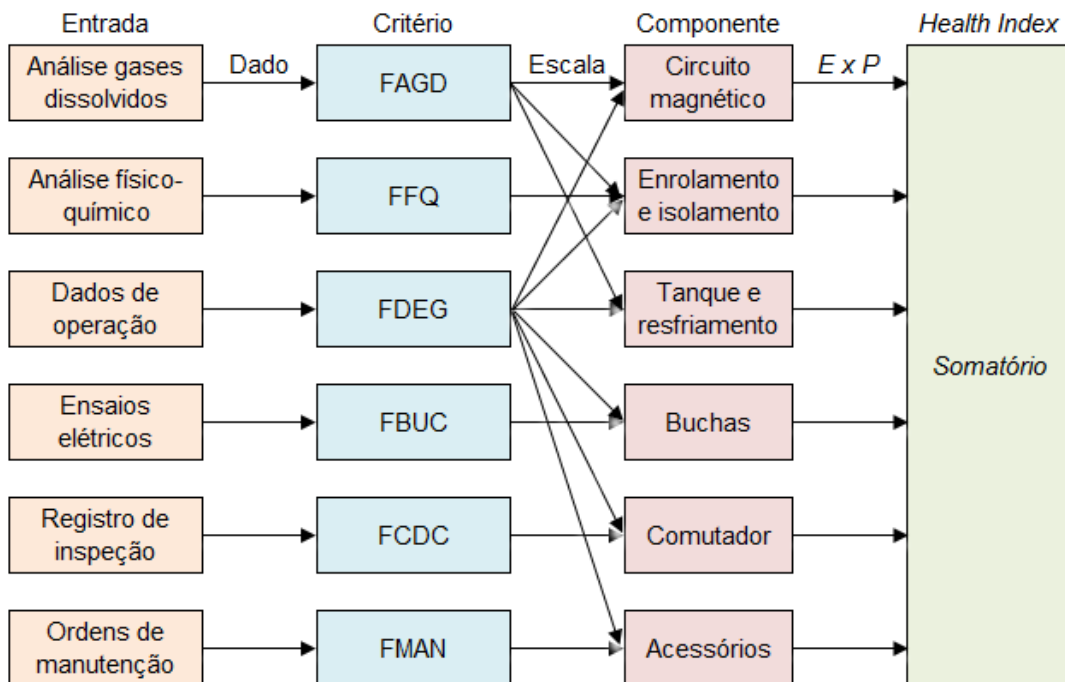
Figura 16 – Percentuais das ocorrências por componente envolvido



Fonte: (CIGRE 016 GT A2.02, 2013).

Neste caso deve ser definida a importância relativa de cada função avaliação para cada componente.

Figura 17 – Fluxograma Health Index



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A Figura 17 mostra o fluxograma do modelo desenvolvido com os módulos dos dados de entrada para os indicadores de condição, os módulos de avaliação com os critérios para cada fator e conexões entre módulos e componentes do transformador. Com base nos dados disponíveis são estabelecidos os seguintes fatores:

- FAGD: Fator de análise de gás dissolvido no óleo;
- FFQ: Fator ensaio físico e químico do óleo;
- FDEG: Fator degradação do transformador;
- FBUC: Fator de condição da bucha condensiva;
- FCDC: Fator de condição do comutador de derivação;
- FMAN: Fator de manutenção dos acessórios.

4.2. FATOR DE ANÁLISE DE GÁS DISSOLVIDO NO ÓLEO

Análise de Gases Dissolvidos no óleo mineral isolante é o principal método de detecção de anormalidade no interior do transformador. A análise é realizada periodicamente com a intenção de revelar defeitos incipientes antes que estes evoluam para falhas graves. Os defeitos são indicados pelo teor absoluto do gás, pela taxa de crescimento do gás ou ainda pelas relações entre gases.

As principais recomendações sobre como interpretar os resultados de uma amostra de gás são dadas pela (IEC-60599, 2007) e (IEEE Std C57.104-2008, 2008). Ambas as instituições fornecem métodos e diretrizes para avaliar a condição do transformador com base no resultado das amostras de gases. Estas diretrizes avaliam o teor total de gás, a taxa de crescimento de gás e a relação entre gases. Existe correspondência entre as diretrizes das duas instituições internacionais e também com a norma brasileira (ABNT NBR 7274, 2012).

Abaixo de certos níveis de concentração classificados como típicos ou normais, a probabilidade de ocorrer uma falha é baixa. Neste caso o equipamento é então considerado em condições normais. A probabilidade de falha aumenta para valores de concentração acima de níveis considerados normais para determinado projeto construtivo. As falhas podem ser divididas em duas categorias: falhas que se desenvolvem rapidamente, e que são impossíveis de serem detectadas pela amostragem e análise de laboratório; e falhas que se desenvolvem lentamente. A concentração absoluta de gás combinada com a tendência de crescimento

constituem as medidas que serão avaliadas e combinadas para formar o fator único que descreve o módulo de FAGD. A partir dos padrões das normas são dadas sugestões quanto aos níveis de gás que podem ser considerados normais.

Estes valores, frequentemente referidos como Nível L1, são apresentados na (IEEE Std C57.104-2008, 2008) e (IEC-60599, 2007). Enquanto o teor de gás estiver abaixo desses valores, a experiência mostra que não há defeitos detectáveis ou incipientes presentes no transformador. Assim que uma ou mais concentrações de gás ultrapassar estes valores, recomenda-se aumentar o monitoramento do transformador. As instituições alertam que os valores típicos podem variar de transformador para transformador sem necessariamente indicar a existência de anormalidade. A concessionária deve analisar e determinar os seus valores para as concentrações típicas de gás.

Tabela 7 - Classificação para concentração de gás - FCGD

Gás	IEC	IEEE L1	Pontuação (C _i)						Pes P _i
			5	4	3	2	1	0	
Hidrogênio H ₂	50	100	50	100	200	400	1800	1800	2
Monóxido CO	400	350	150	350	900	1100	1400	1400	1
Dióxido CO	3800	-	1000	2500	4000	5000	7000	7000	1
Metano CH ₄	30	120	30	60	120	200	400	400	3
Etileno C ₂ H	60	50	25	50	100	150	200	200	3
Etano C ₂ H	20	65	20	50	90	120	150	150	3
Acetileno C ₂ H	2	1	1	2	5	10	20	20	5

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Na Tabela 7 são listados os valores utilizados na concessionária; a coluna com valor de pontuação 5 (cinco) representa o limite entre um teor de gás considerado perfeitamente normal e um teor de gás que pode indicar anormalidade. As concentrações de gás abaixo desses valores devem portanto, do ponto de vista do *Health Index*, receber a maior pontuação de condição possível para análise de gás dissolvido. A pior pontuação de condição possível deve ser atribuída à concentração de gás que exceder a chamada concentração de alarme, pontuação 0. Para determinar os valores das concentrações de gás da Tabela 7 foram utilizados os limites atribuídos pelo IEEE para Condições 1 a 4 e ajustados para os valores típicos observados pela concessionária. Os valores atribuídos são mais conservadores que os recomendados pelo IEEE.

Comparando os valores limites utilizados no Modelo III com as recomendações da IEC, IEEE e da Tabela 7 encontra-se uma boa correspondência. Portanto, os limites utilizados são condizentes para a avaliação da capacidade do transformador de continuar em operação, do ponto de vista dos resultados dos gases dissolvidos. Para fins de cálculo foram utilizados os pesos (P_i) do Modelo III atribuídos a cada gás, uma vez que estes parecem razoáveis com respeito a energia necessária para criar cada um dos diferentes gases (IEC-60599, 2007). Quando é atribuída a pontuação (C_i) a cada concentração da amostra de gás, calcula-se o Fator de Concentração de Gás Dissolvido ($FCGD$) com a utilização da equação (2), conforme (Wattakapaiboon, et al., 2016).

$$FCGD = \frac{\sum_{i=1}^7 C_i * P_i}{\sum_{i=1}^7 P_i} \quad (2)$$

Onde:

$FCGD$ *Fator de concentração de gases dissolvidos*

C *Concentração de gás*

P *Peso da concentração de gás*

Além das concentrações de gás, a taxa à qual o gás é produzido contém informação importante para avaliar a condição atual de um transformador. Conforme mencionado anteriormente, os valores típicos de concentração de gás podem variar significativamente entre diferentes transformadores. Os transformadores com um elevado teor de gás podem ser, portanto considerados perfeitamente saudáveis, desde que as concentrações permaneçam estáveis. Um aumento súbito de um ou mais gases pode ser considerado alarmante e indicar a presença de anomalia dentro do transformador (IEC-60599, 2007). Portanto, é importante investigar a tendência mostrada para cada gás entre amostras consecutivas. Dos Modelos de *Health Index* estudados, a tendência de gás é mencionada como um parâmetro que deve impactar o resultado final pelos Modelo II e Modelo III, embora o primeiro não descreva como isso deve ser realizado. O Modelo III recomenda que o fator de gás seja reduzido se três amostras consecutivas mostrarem um aumento de 30% ou se cinco amostras mostrarem aumento de 20%. Mas não define quanto o fator deve ser reduzido.

A (IEC-60599, 2007) afirma que um aumento de 10% ou mais por mês acima das concentrações típicas é um indicativo da existência de falha ativa dentro do

transformador. A (IEEE Std C57.104-2008, 2008) usa o sistema de avaliação de quatro condições para avaliar a ação de manutenção com base na taxa de crescimento de gás. Com base nas considerações acima referidas, e na experiência da concessionária, foram estabelecidos os critérios de pontuação para um fator de tendência para produção de gás com base nas seguintes premissas:

- a melhor pontuação de condição possível deve ser atribuída aos ativos onde os níveis de gás são estáveis;
- a pior pontuação de condição deve ser atribuída a ativos com clara indicação de falha interna ativa;
- o intervalo de amostragem deve ser semestral.

Com base nestas premissas, os critérios de pontuação propostos para o fator de tendência para produção de gás são apresentados Tabela 8. Classificação para tendência de crescimento de gás - *FTGD*

Tabela 8 - Classificação para tendência de crescimento de gás - *FTGD*

Pontuação	Amostras		
	2	3	5
5	0%	-	-
4	<10%	-	-
3	<30%	-	-
2	<50%	<30%	-
1	<80%	<50%	<30%
0	>80%	>50%	>30%

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Realiza-se o cálculo para cada gás da pontuação em função do crescimento apresentado nas duas últimas amostras, nas três últimas amostras e nas cinco últimas amostras. E semelhante ao calculado para *FCGD* calcula-se o Fator de Tendência de Gás Dissolvido (*FTGD*) e também utilizando os mesmos pesos do fator anterior.

Como o propósito do *Health Index* é avaliar a condição do transformador ao longo do tempo, essas falhas que podem ocorrer subitamente são difíceis de prever através do modelo, portanto as razões entre gases não são consideradas.

A avaliação final do modulo é o Fator de Análise dos Gases Dissolvidos (*FAGD*), onde os níveis de concentração, a tendência de produção de gás, são combinados para formar um único fator, conforme mostrado na Figura 18.

Figura 18 - Composição final do FAGD



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

O impacto do Fator de Análise de Gás Dissolvido durante a operação normal está relacionado com: enrolamento, núcleo e tanque (parte interna). Esta é uma suposição baseada inteiramente no fato de que os gases são produzidos como consequência do calor, e que tanto o núcleo, o tanque e os enrolamentos são fontes prováveis de tal calor. O impacto da pontuação da condição do Fator de Análise de Gás Dissolvido será, portanto, dividida igualmente entre estes três componentes. Quanto ao peso da condição na avaliação total de cada componente, isto depende dos outros pesos na avaliação destes componentes.

4.3. FATOR ENSAIO FÍSICO-E QUÍMICO DO ÓLEO

A condição do óleo do transformador é um fator importante, tanto em relação à probabilidade de falha, quanto à taxa de envelhecimento do transformador de potência. A avaliação da condição do óleo é realizada através do ensaio físico-químico do óleo, onde são avaliadas várias características (MILASCH, 1984). Realiza-se a coleta de amostra de óleo para este ensaio de dois em dois anos. Os resultados de tais análises de amostras são geralmente mais fáceis de interpretar do que as da análise de gás dissolvido. Isso ocorre porque os resultados de uma amostra de óleo estão ligados à condição do próprio óleo, enquanto os resultados de uma análise de gás dissolvido descrevem as condições internas do transformador. A análise da amostra de óleo fornece indicação da condição atual do óleo com alto grau de confiança.

Para avaliar o estado do óleo, adotou-se a abordagem apresentada no Modelo III. Este método proporciona uma maneira simples de comparar os valores medidos com valores limite pré-definidos para atribuir uma pontuação a cada uma das grandezas medidas. Realizando apenas o ajuste para os limites normalmente observados na concessionária, na recomendação da (ABNT NBR 5356-1, 2007) e

adaptação dos valores as normas de ensaio utilizadas no Brasil, visto que o Modelo III é baseado nos padrões norte-americanos.

Como realizado no cálculo do fator anterior, aos valores medidos são atribuídas uma pontuação de 0 a 5, sendo a pontuação 0 atribuída para a pior condição constatada e 5 para um valor de característica medida que reflete uma condição excelente. Uma visão geral completa dos parâmetros de condição selecionados, valores limites e fatores de peso é mostrada na Tabela 9.

Tabela 9 - Pontuação para medidas físico-química do óleo

	Tensão	Pontuação (C _i)						Peso P _i
		5	4	3	2	1	0	
Cor ASTM D-1500	69 kV	≤0,4	0,6	1,0	1,5	3,0	>3,0	1
	138 kV	≤0,4	0,6	1,0	1,5	3,0	>3,0	1
	230 kV	≤0,3	0,6	1,0	1,5	3,0	>3,0	1
Acidez (mgKOH/g) ASTM D-974	69 kV	≤0,02	0,03	0,05	0,07	0,15	>0,15	2
	138 kV	≤0,02	0,03	0,04	0,07	0,10	>0,10	2
	230 kV	≤0,01	0,02	0,03	0,07	0,10	>0,10	2
Tensão interfacial a 25 °C[mN/m] ABNT NBR 6234	69 kV	≥40	35	30	25	21	<21	2
	138 kV	≥40	35	30	25	22	<22	2
	230 kV	≥45	35	30	25	23	<23	2
Teor de água ABNT NBR 5755	69 kV	≤10	15	25	40	60	>60	4
	138 kV	≤10	15	25	40	60	>60	4
	230 kV	≤5	10	20	30	50	>50	4
Rigidez dielétrica (kV) ABNT IEC 60156	69 kV	≥80	70	60	50	40	<40	3
	138 kV	≥80	70	60	50	40	<40	3
	230 kV	≥90	80	70	60	50	<50	3
Fator de Potência IEC 60247	69 kV	≤0,04	0,06	0,10	0,50	0,70	>0,70	3
	138 kV	≤0,04	0,06	0,10	0,50	0,70	>0,70	3
	230 kV	≤0,04	0,06	0,10	0,30	0,70	>0,70	3

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A Cor do óleo do transformador é um bom indicador da formação de partículas de carbono e borra dentro do transformador. A cor deve normalmente ser clara e brilhante e livre de detritos. Um óleo com uma cor clara e brilhante é indicado por um número de cor abaixo de 1 (um) enquanto que um óleo escuro e contaminado é dado por número maior que 4 (quatro). Um nível de alarme para a cor é normalmente definido em maior 3 (três) (MILASCH, 1984).

Acidez do óleo é importante principalmente porque níveis elevados aumentam a taxa de envelhecimento do isolante sólido e líquido. Os valores limites fornecidos pelo Modelo III são compatíveis com os sugeridos por (MILASCH, 1984) e estão

representados na pontuação 3, que é de 0,03 mgKOH/g para óleo novo para transformadores na tensão igual ou acima de 230 kV. Com a verificação dos valores típicos dos transformadores em operação e objetivando ser conservador, são acrescentados outros dois níveis para pontuação 4 e 5.

A Tensão Interfacial do óleo é considerada um bom indicador do envelhecimento do óleo. Para o óleo novo este parâmetro está no intervalo entre 40 e 50 mN/m (MILASCH, 1984). A (ABNT NBR 5356-1, 2007) recomenda um valor mínimo de 40 mN/m para óleo novo, após contato com o equipamento. Já IEC classifica valores abaixo de 28 mN/m como “Satisfatório” e valores abaixo de 22 mN/m como “Pobre” para todos os níveis de tensão. Mas as referências são enfáticas de que abaixo de 22 mN/m é certa a formação de borra. Recomenda-se a recuperação do óleo quando o valor medido ficar abaixo de 25 mN/m. Para o modelo são utilizados os valores de 40 mN/m para o limite superior e 23 mN/m para pior a condição.

Umidade no óleo também é um fator importante no que diz respeito às capacidades de isolamento, bem como um indicador da velocidade de envelhecimento para o isolante sólido. Foram adotados os limites do Modelo III com adição de uma pontuação para um limite extremo de condição.

A Rigidez Dielétrica de uma amostra de óleo é um parâmetro importante para a qualidade do óleo, por indicar a capacidade de isolamento do mesmo. Os valores limites sugeridos por (ABNT NBR 5356-1, 2007) são utilizados como referência em conjunto com os critérios de avaliação estabelecidos em (MILASCH, 1984) para estabelecer os valores limites das pontuações. Foi considerada uma pontuação que permita que os ativos com valores bons particularmente para este parâmetro sejam considerados.

Para o Fator de Potência é utilizado como referência 0,5%, conforme (MILASCH, 1984) e analisando os valores medidos para os transformadores são estabelecidos os diferentes valores limites para as pontuações. Para a melhor condição possível é utilizado o valor de referência para óleo novo que deve estar abaixo de 0,04%.

Quando cada parâmetro recebe sua pontuação, a equação (3) é usada para calcular o Fator ensaio físico e químico do óleo (FFQ) do óleo. Aqui C_i é a pontuação para cada característica medida do óleo isolante e P_i o peso atribuído para a mesma conforme a Tabela 9.

$$FFQ = \frac{\sum_{i=1}^6 C_i * P_i}{\sum_{i=1}^6 P_i} \quad (3)$$

Onde:

FFQ *Fator ensaio físico e químico do óleo*

C *Peso do Índice de condição*

P *Índice de condição*

Apesar de na Tabela 9, na maioria dos casos, os limites utilizados são iguais para os diferentes níveis de tensão ela está apresentada desta forma para caracterizar possibilidade de definir critério distintos.

4.4. FATOR DEGRADAÇÃO DO TRANSFORMADOR

O critério de fim de vida útil para um transformador de potência está associado à degradação do isolante sólido; todos os modelos de *Health Index* apresentam uma forma de indicar a condição do isolante sólido. O Modelo I utiliza o cálculo indireto através das equações para degradação do papel descrita na (IEC 60076-7, 2005). O Modelo II e o Modelo IV utilizam medições de indicadores de furanos, metanol e gás para estimar a condição do isolante sólido. O Modelo III, por outro lado, indica a degradação gradual do transformador através de seu histórico de carga. Todos os modelos tentam, mesmo que através de métodos diferentes, estimar o valor atual de Grau Polimerização para determinar qual é a expectativa de vida útil remanescente do transformador. A precisão nos resultados obtidos pelos modelos mencionados varia significativamente em relação à sua avaliação e credibilidade.

O método indireto, que utiliza dados históricos de carga e temperatura para estimar o valor atual de Grau Polimerização, estabelece duas premissas: o teor de umidade do óleo é considerado representativo do teor de umidade do papel e o efeito de degradação do papel por oxidação para valores de O₂ abaixo de 6000 ppm é desprezado para o cálculo do envelhecimento. Quando os parâmetros apropriados do ambiente são encontrados, em combinação com os dados de temperatura calculam-se as taxas de envelhecimento e o resultado de perda de Grau de Polimerização. A limitação deste método é a necessidade de dados históricos de

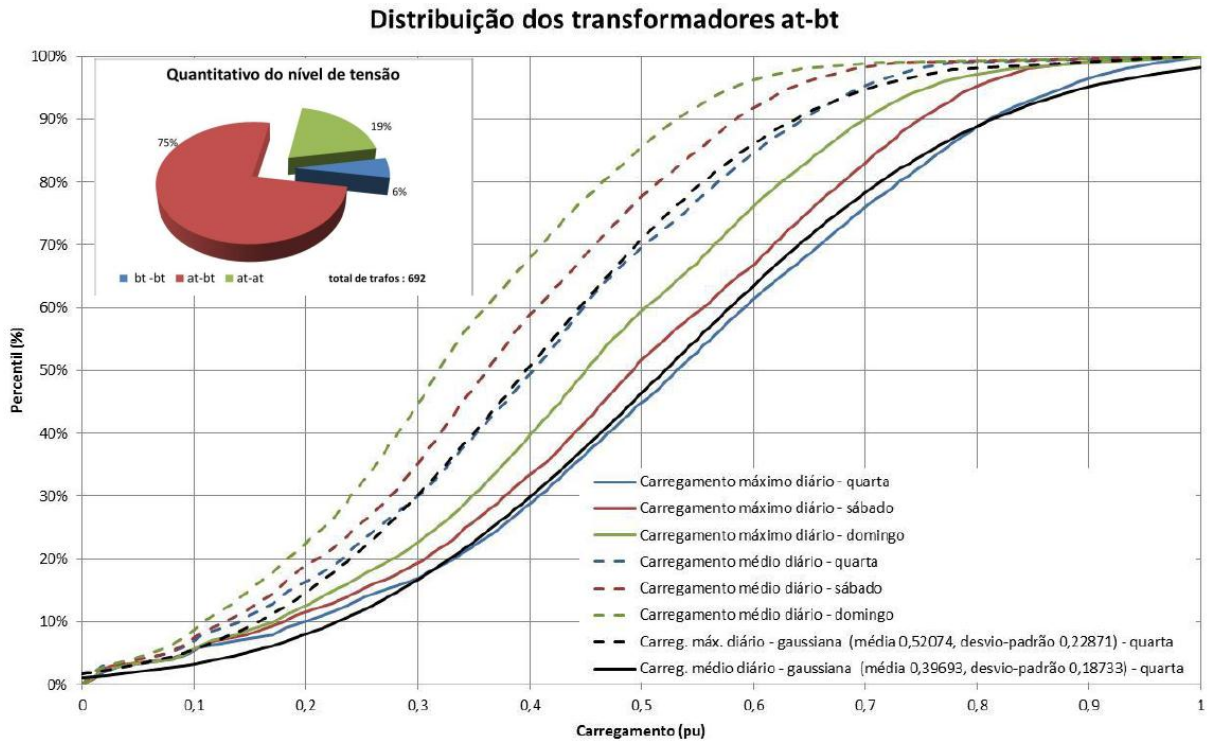
temperatura. A maioria dos transformadores operou por um longo período de tempo sem registro da temperatura e o modelo deve ser capaz de estimar o envelhecimento do isolante para o tempo inteiro de vida do transformador. Este método é considerado inviável.

A alternativa proposta é a utilização de medições indiretas do óleo mineral isolante, ou até eventuais medições diretas do papel como uma resposta para estimar a degradação do enrolamento e por consequência a vida útil remanescente do transformador de potência. Isto é inviável pois tais informações também não estão disponíveis e entende-se que existe um alto grau de incerteza associado as mesmas.

Analisando os registros de falha de transformadores da concessionária dos últimos 10 anos, verificou-se que todos os transformadores que falharam em condições normais de operação devido a falha do isolante sólido, e que foi inviável economicamente a recuperação dos mesmos, tinham mais de 50 anos de operação. Neste levantamento também se constataram algumas falhas, em um período de tempo relativamente pequeno, de máquinas similares e de uma família submetidas ao mesmo regime de operação. Sendo prática da concessionária planejar a substituição de unidade comprovadamente em final de vida útil.

Do ponto de vista o carregamento dos transformadores deve possuir pequena influência na aceleração da degradação do papel. Visto o exposto pelo Operador Nacional do Sistema (ONS Workshop 2013, 2013).

Figura 19 - Distribuição do carregamento dos transformadores



Fonte: (ONS Workshop 2013, 2013).

A primeira constatação com base na Figura 19 sobre o carregamento dos transformadores é que em 50% dos dias úteis, o carregamento médio e máximo de cada transformador é igual ou inferior a 0,4 e 0,53 pu, respectivamente.

Nos casos em que foi identificado carregamento elevado, estão indicadas as seguintes ações no Plano de Ampliação e Reforços: instalação de unidades em paralelo na própria subestação e, nos casos em que há esgotamento, inclusão de outra subestação para assumir parte do carregamento.

Tabela 10 - Distribuição do carregamento por transformador e por tempo

Percentil do tempo	Percentil dos transformadores				
	50%	75%	90%	95%	99%
50%	0,372	0,488	0,592	0,645	0,716
75%	0,445	0,585	0,687	0,743	0,901
90%	0,516	0,662	0,770	0,82	1,073
95%	0,551	0,697	0,818	0,862	1,082
99%	0,619	0,782	0,892	0,941	1,337

Fonte: (ONS Workshop 2013, 2013).

Com base na Tabela 10 são realizadas as seguintes considerações sob carregamento dos transformadores por porcentagem do parque de transformador e por tempo:

- 50% dos transformadores têm carregamento 50% do tempo igual ou inferior a 0,37 pu;
- 50% dos transformadores têm carregamento 90 % do tempo igual ou inferior a 0,52 pu;
- 75% dos transformadores têm carregamento 75 % do tempo igual ou inferior a 0,58 pu;
- 90% dos transformadores têm carregamento 90 % do tempo igual ou inferior a 0,77 pu;
- 95% dos transformadores têm carregamento 95 % do tempo igual ou inferior a 0,86 pu.

A concessionária também possui a política de não permitir sobrecarga nos transformadores, sendo sempre providenciadas medidas operacionais para remanejo de carga antes que a mesma ocorra.

Considerando que apenas transformadores com longo tempo de operação realmente falham pela fragilidade do papel, característico de transformadores ao final da vida útil; que pelo planejamento do sistema elétrico de transmissão, pelas regras da concessionária e pelas constatações realizadas pelo ONS o carregamento dos transformadores é realmente baixo; Entende-se viável aproximar a curva de degradação do transformador ao tempo de operação. Para isto são propostos os pesos da Tabela 11.

Tabela 11 - Critério de avaliação do tempo de operação

Fase	Pontuação						Peso (P _i)
	5	4	3	2	1	0	
1F	10	20	30	35	40	40	1
3F	9	18	27	35	40	40	1

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

4.5. FATOR DE CONDIÇÃO DA BUCHA CONDENSIVA

Analisar corretamente a condição das propriedades dielétricas das buchas é essencial para prevenir eventos com consequências graves para o transformador de potência. A bucha sofre envelhecimento e o melhor método de acompanhamento e diagnóstico é realizar ensaio de medição de capacitância e fator de potência do sistema isolante. A avaliação da condição é realizada conforme critérios apresentados na Tabela 12 com base nos critérios estabelecidos na (ABNT NBR 5034, 2014) e na experiência da concessionária.

Tabela 12 - Critério de avaliação da condição da bucha

Ensaio	Variação em relação ao valor de ensaio em fábrica						Peso (P _i)
	5	4	3	2	1	0	
Capacitância	< 3%	< 10%	< 30%	< 50%	< 100%	-	1
Fator de potência	< 10%	< 20%	< 30%	< 50%	< 100%	-	1

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

4.6. FATOR DE CONDIÇÃO DO COMUTADOR DE DERIVAÇÃO

O método de avaliação da confiabilidade do comutador de derivação em carga utiliza, principalmente, histórico de operação e resultado de ensaios. Dos valores que podem ser medidos, destacam-se: análise de gases dissolvidos, ensaio físico-químico do óleo, amostra de análise de óleo do comutador, medições de resistência e monitoramento da carga. O acompanhamento do histórico do número de operações é o principal indicativo da condição dos contatos e do mecanismo. Também se leva em conta o tipo de tecnologia e sua confiabilidade, bem como o histórico de manutenção do comutador.

Na concessionária é realizada inspeção interna em cada comutador, numa periodicidade entre 6 e 12 anos, em função dos critérios estabelecidos de avaliação. Nesta inspeção, é realizada a manutenção detalhada de todas as partes do comutador de derivação em carga e também são realizadas verificações e medições. A análise de gases dissolvidos no óleo não é realizada. E ensaio físico-químico é feito apenas para um determinado tipo de comutador.

No modelo desenvolvido, as informações disponíveis utilizadas são: tipo da tecnologia, comutador com filtro, chave comutadora atualizada, número de operações diárias e número total de operações.

No critério de tecnologia, observa-se exclusivamente a chave comutadora, considerando a robustez, facilidade de manutenção, peças sobressalentes, número de chaves em operação, taxa de falha e a tecnologia empregada na extinção do arco elétrico. Ao total são classificados 14 modelos de chaves comutadoras diferentes, independentemente do nível de tensão e capacidade de corrente. Neste critério está embutido a experiência adquirida nas inspeções internas de comutador, onde são realizadas várias medidas de grandezas mecânicas e elétricas para determinar a condição da chave comutadora, sendo estabelecido uma pontuação para cada tipo de tecnologia.

O Critério de filtro está ligado a comutadores de derivação em carga onde foram instalados filtros de óleo isolante, que prolongam o tempo de operação do comutador sem necessidade de intervenção e que, durante o tempo de operação, atuam em uma condição mais confiável comparado ao comutador sem filtro.

O Critério modernização refere-se a atualizações realizadas na chave comutadora, onde são substituídos preventivamente componentes em condições de operar por componentes novos, com projeto ou materiais que sofreram melhoria, aumentando assim a confiabilidade do conjunto, conforme recomendação do fabricante. Na prática observa-se que o critério filtro e modernização não se aplicam para as tecnologias T5 e T6.

Tabela 13 - Critério de avaliação técnico do comutador

Critério		Pontuação						Peso (P _i)
		5	4	3	2	1	0	
Tecnologia	CT	T6	T5	T4	T3	T2	T1	2
Filtro	CF	-	-	-	-	Sim	Não	-
Modernizado	CM	-	-	-	-	Sim	Não	-
Média diária de	MO	<5	10	20	30	40	>40	3
Total de operação	TO	<20.000	50.000	100.000	200.000	300.000	>300.000	2

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

O número total de operação e média diária são parâmetros importantes no que diz respeito ao desgaste do comutador de derivação em carga. É necessário um

rigoroso controle para evitar um número grande e desnecessário de comutações. Como indicadores de condição do comutador estes elementos são pontuados de acordo com a Tabela 13. O número de comutação como indicação de condição geral é simples, mas engloba todas as partes do comutador, inclusive a chave seletora, interna ao transformador, e a intenção é diferenciar comutadores submetidos a regime de operação severo.

Por fim o FCDC é calculado utilizando a fórmula da equação (4).

$$FCDC = \frac{(CT + CF + CM) * P_{CT} + MO * P_{MO} + TO * P_{TO}}{\sum_{i=1}^3 P_i} \quad (4)$$

Onde:

FCDC Fator de condição do comutador de derivação

CT Critério tecnológico

CF Critério filtro

CM Critério modernização

MO Critério média diária de operação

TO Critério total de operações

P Peso dos critérios

4.7. FATOR AVALIAÇÃO DO HISTÓRICO DE MANUTENÇÃO

A tendência de necessidade de manutenção corretiva de um transformador, verificada através de estatística ou com base na experiência, é utilizada como indicador de condição por todos os modelos de *Health Index*. Por esta razão, o histórico de manutenção faz parte do modelo desenvolvido. Outro fator importante, que contribui para decisão, é a disponibilidade de tais dados. O transformador de potência está sujeito a um Plano de Manutenção e registro do mesmo para atender as necessidades da concessionária e o Requisito Mínimo de Manutenção. Portanto os dados existem.

A abordagem sugerida no Modelo III é utilizada como linha base para o desenvolvimento do módulo de histórico de manutenção. Neste módulo, o número total de ordens de trabalho específica de ações corretivas de manutenção são utilizadas para estabelecer a pontuação do critério. O modelo não considera a

gravidade do defeito à ser corrigido. Como um defeito grave provavelmente terá impacto maior sobre a saúde do transformador do que um defeito de menor importância, entende-se que a gravidade do defeito deve ser considerada na pontuação de condição. Sendo assim, no modelo proposto o impacto da manutenção corretiva depende da gravidade do defeito inicial. Os defeitos que ainda não foram corrigidos devem ter um impacto maior sobre a condição de manutenção do que os corrigidos. A composição do modelo de pontuação baseada no histórico de manutenção é realizada para todos os componentes. Isso significa que as falhas do tipo vazamento de óleo, que podem afetar o comutador de derivação em carga, tanque, buchas e equipamentos auxiliares será considerada no indicador de condição de manutenção e não na pontuação do respectivo componente.

Para classificar a gravidade de um defeito, um sistema de classificação usado na concessionária foi adotado. Este sistema dá a cada defeito uma classificação de prioridade entre 0 e 5, onde 0 é o mais grave. Uma versão resumida deste sistema é mostrada na Tabela 14.

Tabela 14 - Critério de prioridade de manutenção

Prioridade	Descrição
Emergência	<i>Atendimento imediato</i>
Muito urgente	<i>Atendimento programado, até 48 horas</i>
Urgente	<i>Atendimento programado, até 30 dias</i>
Pouco urgente	<i>Atendimento programado, mais de 30 dias</i>
Normal	<i>Atendimento por oportunidade</i>

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Este sistema pode ser usado em uma base geral para determinar a gravidade de um defeito. Para avaliar o histórico de manutenção um esquema é usado, onde para todos os defeitos são atribuídos fatores de impacto de acordo com a Tabela 15.

Tabela 15 - Impacto dos defeitos de manutenção

Critério	ATENDIDA	PENDENTE	Peso
Prioridade	(IA_i)	(IP_i)	(P_i)
Emergência	1	0	1
Muito urgente	2	1	
Urgente	3	2	
Pouco urgente	4	3	
Normal	5	4	

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Utilizando a equação (5) e a pontuação da Tabela 15, calcula-se o Fator de Impacto da Manutenção (FIMAN), que é a soma das manutenções para todos os defeitos que afetaram o transformador ao longo dos últimos três anos. Na Tabela 15 há uma diferença de pontuação para defeitos que ainda não foram reparados e devem impactar mais no histórico de manutenção.

$$FIMAN = \frac{\sum_{i=1}^n (IA_i + IP_i)}{n} \quad (5)$$

Onde:

FIMAN Fator de impacto da manutenção

IA Impacto da ordem atendida

IP Impacto da ordem pendente

n número total de ordens

Também se considera para efeito de índice de condição do histórico de manutenção o número de defeitos de manutenção, corrigidos ou pendentes de correção dos últimos três anos. Para esta avaliação utiliza-se a pontuação apresentada na Tabela 16 e determina-se o Fator de frequência da manutenção (FFMAN) para cada transformador avaliado.

Tabela 16 - Número de defeitos para historico

Critério	Pontuação para FFMAN						Peso (P _f)
	5	4	3	2	1	0	
Frequência	<1	<2	<3	<4	<5	>5	1

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Com a equação (6) determina o Fator de Manutenção (FMAN) que é a soma ponderada dos fatores de impacto e frequência.

$$FMAN = 0,50 * FIMAN + 0,50 * FFMAN \quad (6)$$

Onde:

FMAN Fator de manutenção dos acessórios

FIMAN Fator de impacto da manutenção

FFMAN Fator de frequência da Manutenção

4.8. REPRESENTAÇÃO DA SAÍDA

Quando as pontuações de todos os fatores dos diferentes indicadores de condição forem calculadas, estes precisam ser assimilados aos componentes. Cada componente irá assim receber uma ou mais pontuação dos fatores ponderados em relação ao outro, a fim de posteriormente calcular o valor final para esse componente.

Na Tabela 17 está a estatística de falha do CIGRE, Figura 16 onde para cada componente, conforme definido neste trabalho, o percentual de defeito de enrolamento refere-se a soma dos defeitos dos seguintes componentes: enrolamentos, isolamento entre enrolamentos, isolamento entre enrolamentos e terra e saídas e conexões. Para acessórios, conforme dissertação, são somados os percentuais do: sistema de resfriamento, comutador a vazio e outro acessório. Para os demais componentes a transferência é direta.

Tabela 17 - Estatística de falha por Componente

Componente – Estatística de falha	Per.	Componente	Peso
Enrolamentos	19,5%		
Isolamento entre enrolamentos	7,6%	<i>Enrolamento</i>	42,3%
Isolamento entre enrolamento e terra	7,0%		
Saídas e conexões	8,2%		
Núcleo/circuito magnético/Shield	7,6%	<i>Núcleo</i>	7,6%
Tanque	3,7%	<i>Tanque</i>	3,8%
Buchas	14,0%	<i>Bucha</i>	14,0%
Comutador sob carga	11,9%	<i>Comutador</i>	11,9%
Sistema de Resfriamento	2,1%		
Comutador a vazio	2,4%	<i>Acessórios</i>	20,4%
Outro acessório	15,9%		

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Estabelecida a importância de cada componente é necessário estabelecer a ligação com os fatores dos indicadores de condição utilizados. Conforme mostrado na Tabela 18, o Fator de análise de gás dissolvido no óleo é relacionado a enrolamento, núcleo e tanque, sendo distribuído igualmente entre eles, devido à

dificuldade de identificar precisamente a localização da anomalia geradora do gás e não ser o principal objetivo do *Health Index*. O Fator ensaio físico e químico do óleo está relacionado exclusivamente ao enrolamento, visto que a qualidade do óleo pouca ou quase nada afeta o desempenho do núcleo e do tanque. Os demais fatores estão relacionados diretamente com os seus componentes, com correspondência direta e exclusiva.

Tabela 18 - Componente por fator e peso

Componente	Per. falha	Fator	Peso
Enrolamento	42,3%	FFQ	100%
			33%
Núcleo	7,6%	FAGD	33%
Tanque	3,8%		33%
Bucha	14,0%	FBUC	100%
Comutador	11,9%	FCDC	100%
Acessórios	20,4%	FMAN	100%

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Adicionalmente é incluído o Fator de degradação do transformador, que está fortemente relacionado ao papel do enrolamento do transformador, mas aqui também se refere ao desempenho global do mesmo frente a possibilidade de defeito relacionado ao fim de vida útil. Para este fator atribuiu-se um peso de 10% do valor final do *Health Index*. O peso final para cada fator fica estabelecido conforme apresentado na Tabela 19.

Tabela 19 - Peso final para os fatores

Fator		Peso Final (%)	PF_i
<i>Análise de gás dissolvido</i>	<i>FAGD</i>	29,3%	1,46
<i>Ensaio físico-químico</i>	<i>FFQ</i>	19,0%	0,95
<i>Condição da bucha</i>	<i>FBUC</i>	12,6%	0,63
<i>Condição do comutador</i>	<i>FCDC</i>	10,7%	0,54
<i>Manutenção dos acessórios</i>	<i>FMAN</i>	18,4%	0,92
<i>Degradação do transformador</i>	<i>FDEG</i>	10,0%	0,50

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A pontuação final do *Health Index* é calculada conforme a equação (7) e será apresentada como uma pontuação entre 0 e 5, em que 5 indica a melhor condição

possível. Nesta equação, $Fator_i$ e PF_i representam respectivamente a pontuação do indicador de condição e o peso do componente i .

$$HI = \frac{\sum_{i=1}^6 Fator_i * PF_i}{\sum_{i=1}^6 PF_i} \quad (7)$$

Onde:

HI *Health Index*

Fator *Fator de condição*

PF *Peso do Fator de condição*

Para o usuário do *Health Index*, é essencial saber como interpretar o resultado do modelo. A primeira e mais fácil das informações obtidas é através da comparação do índice para transformadores diferentes. Mas para ajudar na interpretação, sugere-se uma classificação da condição do equipamento baseada no *Health Index*. O principal desafio é determinar qual o valor mínimo aceitável para pontuação do *Health Index* a partir do qual o transformador deve ser classificado como inseguro e em fim de vida.

5. ESTUDO DE CASO

O modelo desenvolvido como descrito no Capítulo 4, é aplicado aos dados dos transformadores de potência da concessionária para avaliar a condição dos mesmos.

5.1. ÁREA DA CONCESSÃO

O mapa da Figura 20 representa o mapa estado do Rio Grande do Sul e a área de concessão, onde a mesma é responsável por 54 subestações, com 10 GVA de potência de transformação instalados.

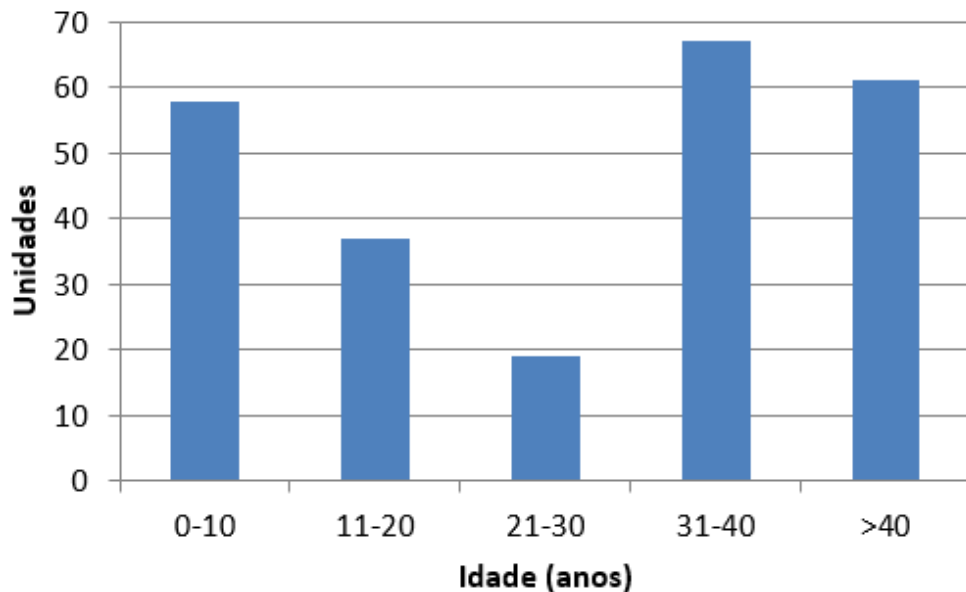
Figura 20 – Área de Concessão da Transmissão da CEEE-GT



Fonte: CEEE-GT.

São 242 transformadores distribuídos nas tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV, sendo 164 na tensão de 230 kV. A média de idade é de 28 anos e a Figura 21 mostra a distribuição dos equipamentos por faixa de idade, onde 53% (128 equipamentos) dos transformadores estão com mais de 30 anos de idade.

Figura 21 - Distribuição do número de unidades por faixa etária



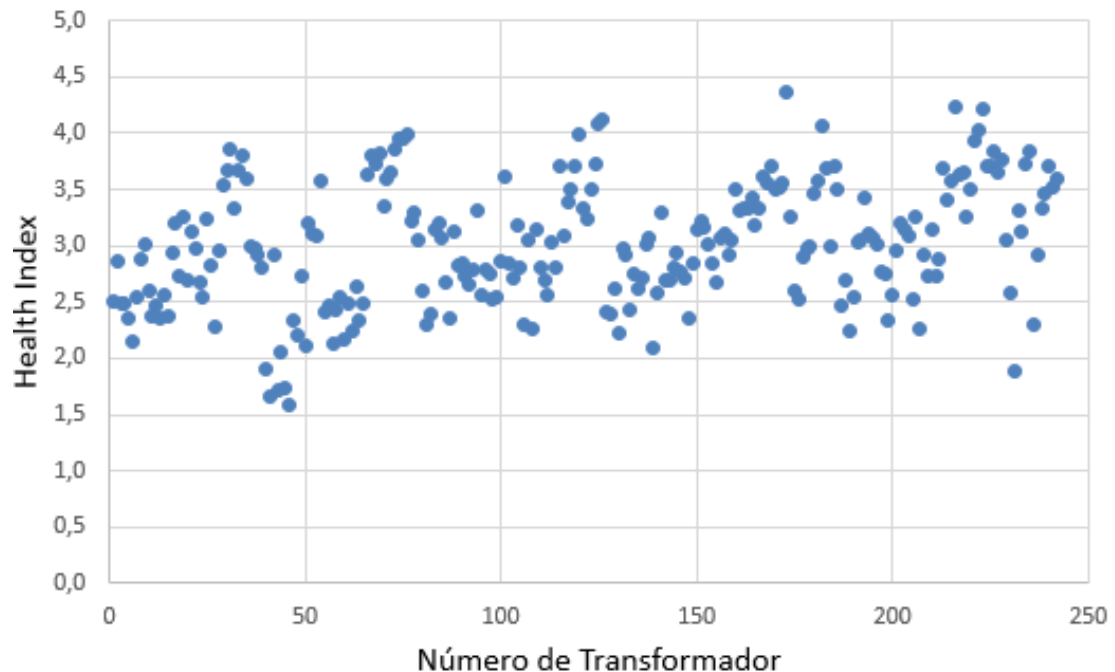
Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A concessionária possui 36% (88 equipamentos) do parque instalado com mais de 35 anos, passíveis de serem substituídos conforme legislação vigente. Os transformadores acima de 40 anos de vida ultrapassam as 60 unidades, totalizando uma potência instalada de mais de 2.000 MVA, com estimativas de 100 milhões de reais em reinvestimento nos próximos anos. O *Health Index*, personalizado para a realidade da concessionária, ajudará na priorização dos reinvestimentos.

5.2. APLICAÇÃO

O resultado do modelo é uma nota de 0 a 5, onde 0 representa a pior condição possível e 5 a melhor condição. A Figura 22 apresenta o resultado do *Health Index* para todos os 242 transformadores, no eixo horizontal está o número sequencial de referência do transformador e no eixo vertical o valor do *Health Index* onde se pode verificar que os valores estão distribuídos entre 1,5 e 4,5. Este é o procedimento mais direto e simples para analisar a saída, serve para classificar e comparar transformadores.

Figura 22 - Health Index completo



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Com base nas considerações realizadas, nos valores de *Health Index* obtidos, e para facilitar a avaliação por parte do usuário da condição dos transformadores, adota-se o seguinte critério de classificação da Tabela 20.

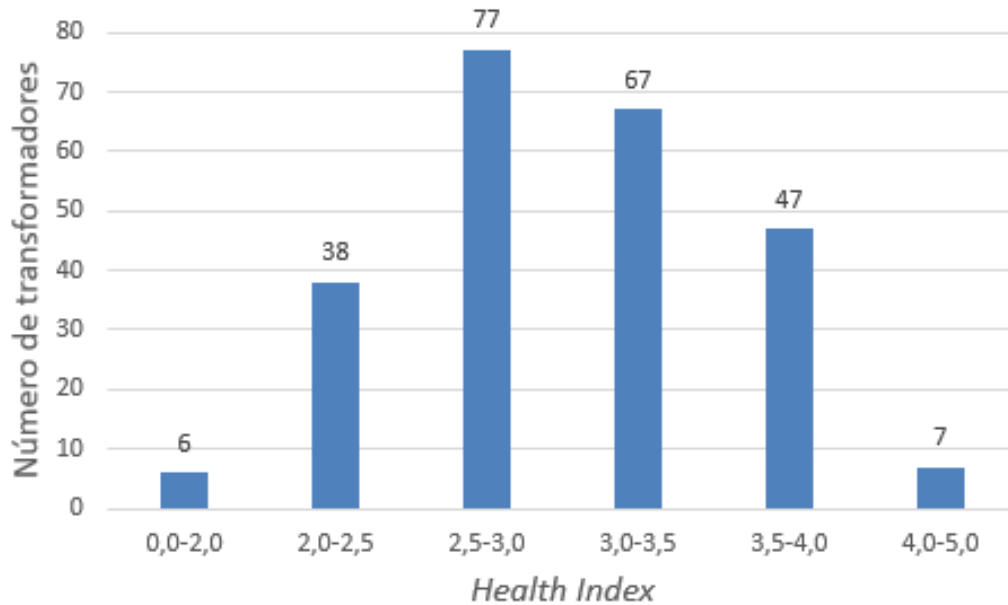
Tabela 20 - Classificação do Health Index

Valor <i>Health Index</i>	Condição	Condição
4,0 - 5,0	<i>Ótima</i>	<i>Sem indicação de envelhecimento ou deterioração</i>
3,5 - 4,0	<i>Muito Boa</i>	<i>Algum envelhecimento ou deterioração limitada de componentes</i>
3,0 - 3,5	<i>Boa</i>	<i>Pouco envelhecimento e deterioração de componentes</i>
2,5 - 3,0	<i>Satisfatória</i>	<i>Envelhecimento significativo e deterioração séria de componentes</i>
2,0 - 2,5	<i>Ruim</i>	<i>Envelhecimento sério e deterioração de componentes generalizada</i>
0,0 - 2,0	<i>Muito ruim (fim</i>	<i>Envelhecimento acentuado e deterioração grave de componentes</i>

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

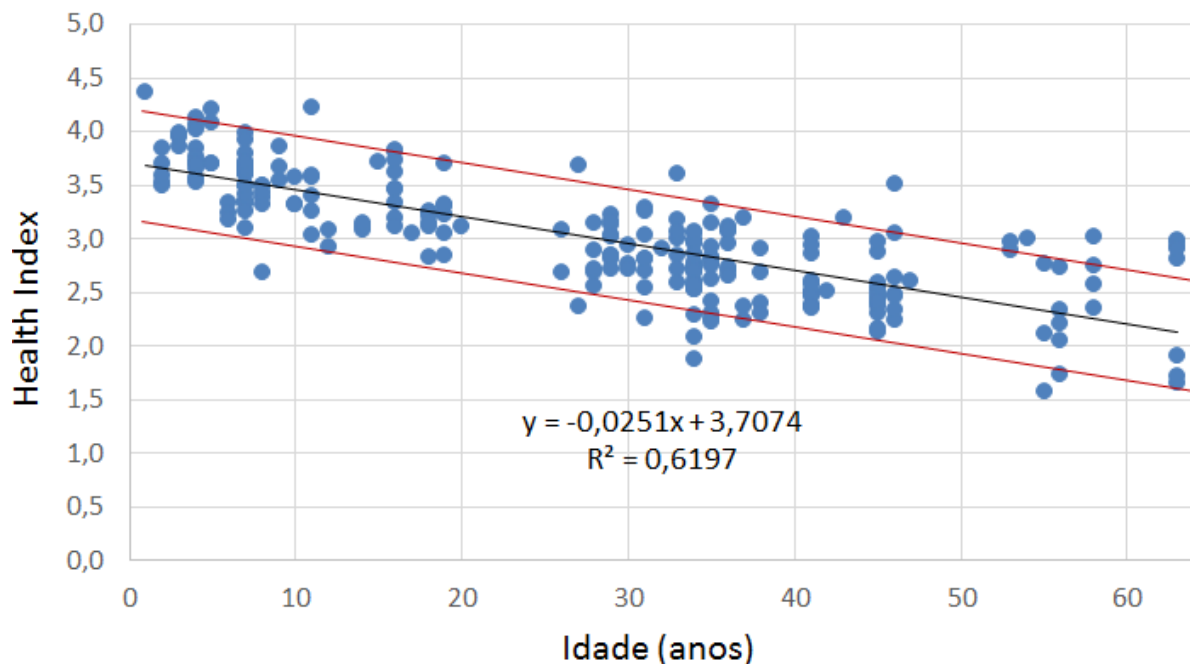
A Figura 23 apresenta a distribuição dos transformadores aplicando os critérios de classificação estabelecidos na Tabela 20. Onde 6 transformadores são classificados em condição “Muito ruim” e 38 em condição “Ruim” necessitando de investigação adicional para determinar a real condição e estabelecer nova estratégia de manutenção caso necessário.

Figura 23 - Distribuição dos transformadores por faixa de Health Index



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Figura 24 - Health Index por Idade para os selecionados



Outra forma de apresentar a saída do *Health Index* é construir um gráfico dos valor de *Health Index* no eixo y e a idade do transformador no eixo x, conforme a Figura 24. No gráfico também está traçado a linha de tendência linear e percebe-se a inclinação negativa, totalmente coerente com o esperado, visto que é natural o

decréscimo da saúde do transformador com o passar dos anos. Na Figura 24 a equação da linha de tendência linear com os valores de inclinação, ponto de intersecção e segurança (R^2). A linha de tendência é mais confiável quando seu valor de R^2 está mais próximo a um.

5.3. AVALIAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SELECIONADOS

Para avaliar o desempenho do modelo frente ao objetivo principal de ser representativo da real condição do ativo, serão apresentados e analisados detalhadamente o *Health Index*, com a apresentação da saída final e os valores das etapas intermediárias do cálculo dos fatores para os indicadores de desempenho dos componentes, para 8 transformadores escolhidos da população total.

Os transformadores de potência escolhidos são apresentados na Tabela 21, com suas características básicas e com o valor de *Health Index*. Estes equipamentos foram selecionados a fim de representar todas as possibilidades de condições na investigação do comportamento do modelo. Os transformadores identificados como TR 7 e TR 8 foram selecionados porque são respectivamente os ativos com menor e maior valor de *Health Index*. Trata-se de equipamentos para os quais, por outros métodos de avaliação, as suas condições são conhecidas e são, respectivamente, ativo em fim de vida útil e ativo novo em perfeitas condições. Os demais equipamentos foram selecionados de maneira a representar a diversidade de tensão, potência, tipo, localização geográfica e idade.

Tabela 21 - Transformadores selecionados

Transformador	Tensão (kV)	Potência (MVA)	Tipo	Idade (anos)	Condição esperada
TR 1	230	50	Autotransformador monofásico	45	desconhecida
TR 2	230	55	Transformador monofásico	41	desconhecida
TR 3	230	75	Autotransformador trifásico	38	desconhecida
TR 4	230	50	Transformador trifásico	19	desconhecida
TR 5	230	25	Transformador trifásico	19	desconhecida
TR 6	230	55	Transformador monofásico	7	desconhecida
TR 7	138	18	Transformador monofásico	55	fim de vida
TR 8	230	83	Transformador trifásico	1	novo

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Utilizando o critério de classificação da na Tabela 20, o transformador TR 7 é classificado como “Muito ruim”, condição esperada, visto que este equipamento está

indicado no planejamento da concessionária, que utiliza outros critérios de avaliação, para substituição por fim de vida útil. Para o transformador TR 8 a classificação é “Ótima”, também classificação esperada visto tratar-se de ativo novo, com poucos meses de operação.

5.4. FATORES DE CONDIÇÃO PARA OS TRANSFORMADORES SELECIONADOS

Nesta seção, os resultados de cada um dos módulos são mostrados para cada um dos 8 transformadores investigados. Os resultados em nível de módulo, em nível de componente e nível de transformador são mostrados. As pontuações dos módulos de condição e o resultado final do *Health Index* são apresentados na Tabela 22 para os 8 transformadores investigados.

Tabela 22 - Fator de avaliação da condição para os transformadores investigados

Transformador	FAGD	FQO	FBUC	FMAN	FCDC	FDEG	Health Index
TR 1	3,3	1,7	1,7	2,7	2,7	0,0	2,3
TR 2	3,3	2,7	2,3	1,5	3,6	0,0	2,4
TR 3	4,2	1,7	3,2	2,8	3,1	1,0	2,9
TR 4	3,3	3,9	2,2	2,1	4,1	3,0	3,1
TR 5	4,1	4,5	1,7	2,2	3,9	3,0	3,4
TR 6	4,0	3,7	1,5	3,5	5,0	5,0	3,7
TR 7	1,3	2,7	1,5	2,1	1,9	0,0	1,7
TR 8	5,0	4,8	3,2	3,3	5,0	5,0	4,4

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A análise dos fatores torna-se apropriada para qualificar a saída final, onde pode-se buscar discrepâncias entre os diferentes fatores e entre os equipamentos. Como exemplo, o menor valor para fator de qualidade do óleo para os transformadores TR 1 e TR 3 não está associado ao transformador com menor valor de *Health Index*, transformador TR 7. Outra análise pode ser realizada para o transformador TR 8 com condição conhecida e com baixos valores para fatores de bucha e manutenção.

Na Tabela 23, os resultados obtidos para os componentes para os 8 transformadores investigados são mostrados. Este tipo de avaliação torna-se relevante para identificar e direcionar ações de manutenção para componentes em condição discrepante do demais componentes do transformador.

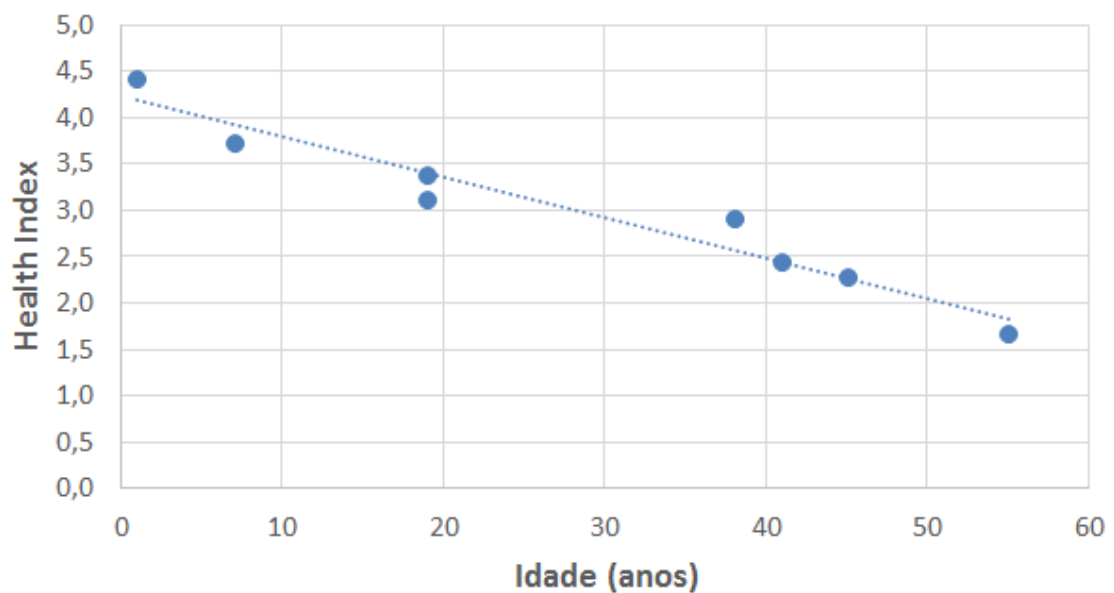
Tabela 23 - Resultados obtidos para os componentes

Componente	TR 1	TR 2	TR 3	TR 4	TR 5	TR 6	TR 7	TR 8
Enrolamentos, isolamento e conexões	2,23	2,73	2,75	3,57	4,15	3,95	1,79	4,91
Núcleo/circuito magnético/Shield	2,95	3,00	3,90	3,30	3,98	4,10	1,18	5,00
Tanque	2,95	3,00	3,90	3,30	3,98	4,10	1,18	5,00
Buchas	1,65	2,03	3,25	2,40	1,95	1,85	1,43	3,35
Comutador de derivação em carga	2,44	3,21	2,93	4,03	3,77	5,00	1,67	5,00
Acessórios	1,80	1,03	2,46	1,69	1,80	3,31	1,44	3,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Na Figura 25 é incluída para ilustrar a relação entre *Health Index* e idade para os transformadores investigados.

Figura 25 - Health Index por Idade para os selecionados



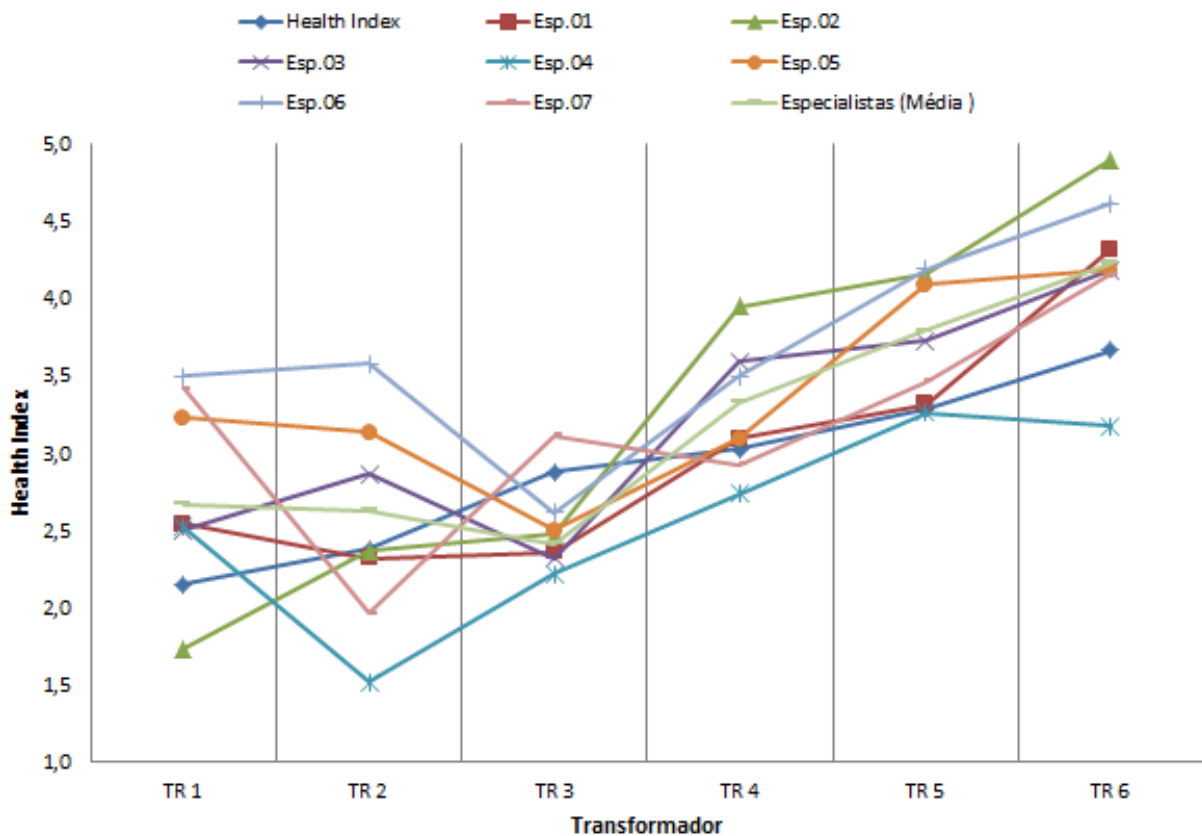
Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

5.5. CONSULTA A ESPECIALISTAS

No intuito de validar o modelo desenvolvido com sua metodologia, critérios e pesos escolhidos, devem-se analisar os outros 6 transformadores, os TR 1 a TR 6 da Tabela 21. Para avaliar estes transformadores optou-se por realizar pesquisa com engenheiros especialistas na área de transformador de potência. Para tanto, elaborou-se formulário com 7 questões, as questões de 1 a 6 referente cada uma a um dos seis fatores de condição utilizados no desenvolvimento do *Health Index*.

E a última questão relacionada à importância de cada uma das primeiras seis questões na avaliação da condição do equipamento. Junto com cada uma das questões foi informado os dados dos indicadores de condição utilizados no cálculo do *Health Index*. O formulário contempla os seis transformadores, TR 1 a TR 6.

Figura 26 - Health Index e avaliação dos especialistas



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A intenção é utilizar as respostas dos especialistas para reproduzir o *Health Index* para os 6 (seis) transformadores sob análise. O formulário completo enviado, bem como a tabulação das respostas recebidas estão no ANEXO A. O formulário foi enviado para sete especialistas em engenharia de manutenção de transformadores de potência.

A Figura 26 mostra o valor final do *Health Index* desenvolvido e o utilizando as respostas de avaliação de condição realizada pelos sete especialistas. Percebe-se uma grande variação nos valores, inclusive com alguns abaixo do valor 2,0, considerado mínimo para indicação de fim de vida, e outros próximos a pontuação máxima. Devido à dificuldade de estabelecer uma relação analisando os gráficos,

realiza-se o cálculo da correlação linear para o *Health Index* em relação as repostas orbitadas através da consulta aos especialistas, os valores estão na Tabela 24. Quando mais próximo de 1, maior é a correlação e quando mais próximo de 0, menor a correlação entre as variáveis. Sendo assim podemos observar uma ótima correlação entre os valores de *Health Index* e todas as repostas dos especialistas.

Tabela 24 - Correlação entre Health Index e resposta dos especialistas

	<i>Health Index</i>
Esp.01	0,86
Esp.02	0,95
Esp.03	0,82
Esp.04	0,74
Esp.05	0,61
Esp.06	0,57
Esp.07	0,63
Especialistas (Média)	0,85

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

5.6. DISCUSSÃO DO MODELO

Para avaliar as virtudes do modelo desenvolvido, será necessário avaliar os resultados apresentados na seção anterior e o método utilizado para obtê-los. Com ênfase na interpretação e confiabilidade dos resultados, na composição do modelo, e nos pontos fortes e fracos de cada módulo de avaliação utilizado. E finalizando com verificação da viabilidade de utilizar o *Health Index* na concessionária.

5.6.1. Resultados do *Health Index*

Na seção anterior, o modelo desenvolvido foi aplicado ao parque inteiro de transformadores de potência da concessionária. Foram selecionadas 8 destas máquinas, para uma avaliação mais detalhada. Sendo que para o transformador TR 7 e TR 8 sua condição são conhecidas previamente. Para este transformador essa estimativa é baseada na avaliação da condição realizada pela engenharia de manutenção em conjunto com planejamento de reinvestimento. O transformador TR 7 está em condição péssima, sendo indicada sua imediata substituição. Para o transformador TR 8, a condição foi considerada muito boa por tratar-se de um

transformador novo. A condição dos seis equipamentos restantes, entretanto, era desconhecida.

Comparando a pontuação do *Health Index* e as condições para os ativos onde está era conhecida, percebe-se uma forte correlação entre os dois. Como sabemos previamente a condição de apenas dois ativos, esta amostra não é suficiente para concluir se a pontuação do *Health Index* é ou não representativa da condição do ativo. Também deve-se levar em conta que a avaliação dos equipamentos foi realizada utilizando a mesma base de dados que é utilizado no *Health Index*, portanto é razoável esperar resultados semelhantes.

Um aspecto preponderante auferido dos resultados apresentados anteriormente é a relação entre idade e a pontuação do *Health Index*. Como a condição de um transformador desenvolve-se ao longo de sua vida útil é um assunto intensamente debatido na literatura sobre transformadores. Tradicionalmente, a idade de um transformador é um parâmetro crucial para determinar sua condição, enquanto a literatura atual tende a colocar ênfase no envelhecimento do transformador. Esta diferença é particularmente importante quando se trata de decisões de reinvestimento: substituir ou não um transformador velho mas aparentemente saudável? Embora os resultados obtidos para os transformadores com mais de 40 anos não esclareçam a questão, observa-se que há diferenças expressivas na condição dos ativos com idade próxima a 40 anos. Outra observação é que, embora existam variações, a condição de ativos em geral diminui significativamente ao longo do tempo, conforme Figura 24. Esta observação indica que a idade pode ser usada para descartar a possibilidade de os transformadores mais velhos estarem em condição “Boa”.

5.6.2. Considerações do Modelo

O modelo de *Health Index* desenvolvido é composto de vários módulos de avaliação de condição que avaliam diferentes subsistemas do transformador. Cada módulo de condição representa uma incerteza na avaliação final, e uma análise do desempenho deve ser realizada. Também será analisada a composição do modelo e a ponderação dos componentes.

O modelo primeiro calcula a pontuação diretamente do conjunto de condições obtidos a partir dos módulos de avaliação para cada um dos componentes para

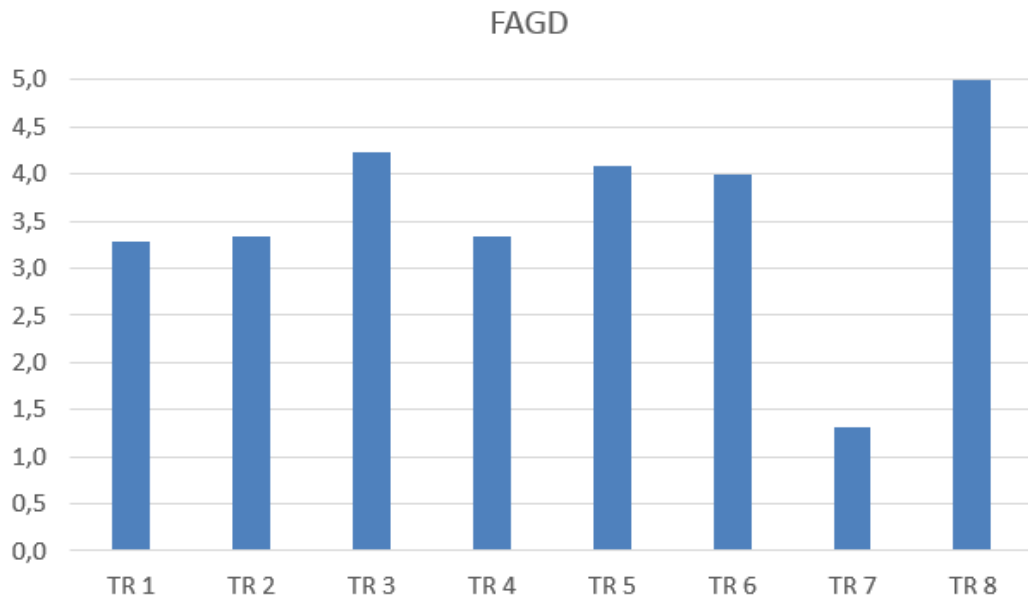
depois calcular a pontuação final do *Health Index*. Para tanto é necessário determinar a importância de um indicador de condição para um componente e, em seguida, determinar a importância deste componente para a saúde do transformador. Acredita-se que o caminho mais fácil para gestores de ativos é atribuir pesos que são baseados na experiência, em vez de especulações. Uma vantagem adicional com esta abordagem é que a condição de cada componente pode ser facilmente visualizada pelo usuário do *Health Index*. Uma desvantagem desta abordagem é que alguns dos componentes não possuem um indicador de condição que aponte exclusivamente a ele. É o caso do núcleo do transformador, que é avaliado através da Módulo de FAGD.

5.6.3. Módulos

O desempenho e a confiabilidade do modelo de *Health Index* é determinado principalmente pelo desempenho e confiabilidade dos diferentes módulos de avaliação utilizados.

O módulo de avaliação de AGD proposto como parte do modelo de *Health Index* baseia-se em recomendações das instituições reconhecidas internacionalmente, como IEC e IEEE, que em conjunto com as concentrações de gases típicos da concessionária define a escala do Fator de AGD. Acredita-se, que a avaliação seja realizada de um modo razoável, que reflete a prática comum para interpretação dos resultados AGD. Entretanto os valores típicos podem variar de transformador para transformador sem necessariamente indicar defeito interno.

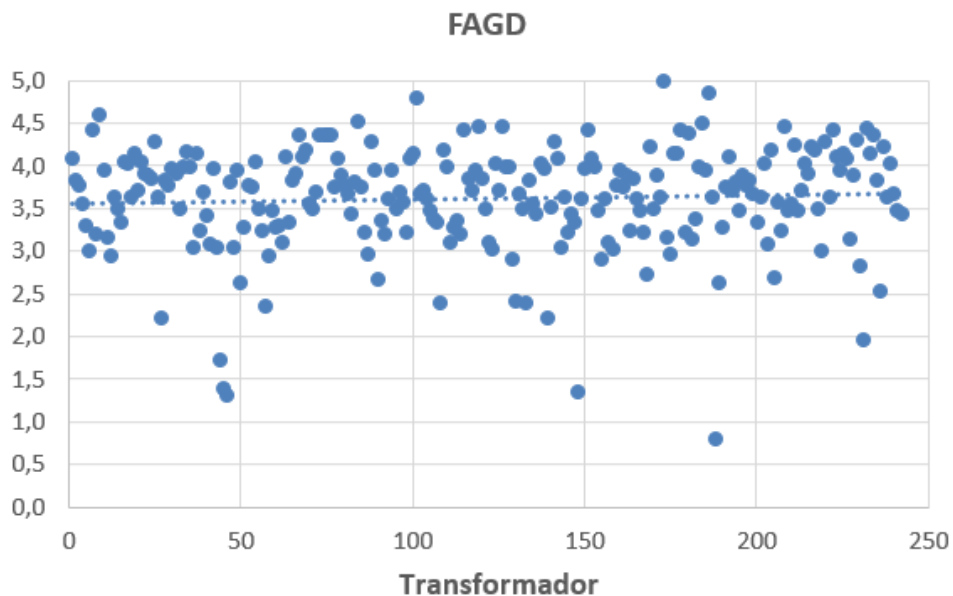
Figura 27 - Fator de análise de gás dissolvido no óleo - FAGD



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A partir dos resultados do módulo, encontrados na Figura 27, observa-se que a pontuação do FAGD está entre 1,3 e 5,0, sendo o menor e maior fator para os transformadores TR 7 e TR 8 respectivamente, o que demonstra coerência com a condição previamente conhecida destes transformadores. Os demais transformadores estão na faixa entre 3,0 e 4,5 aproximadamente.

Figura 28 – Resultados do Fator de análise de gás dissolvido no óleo - FAGD

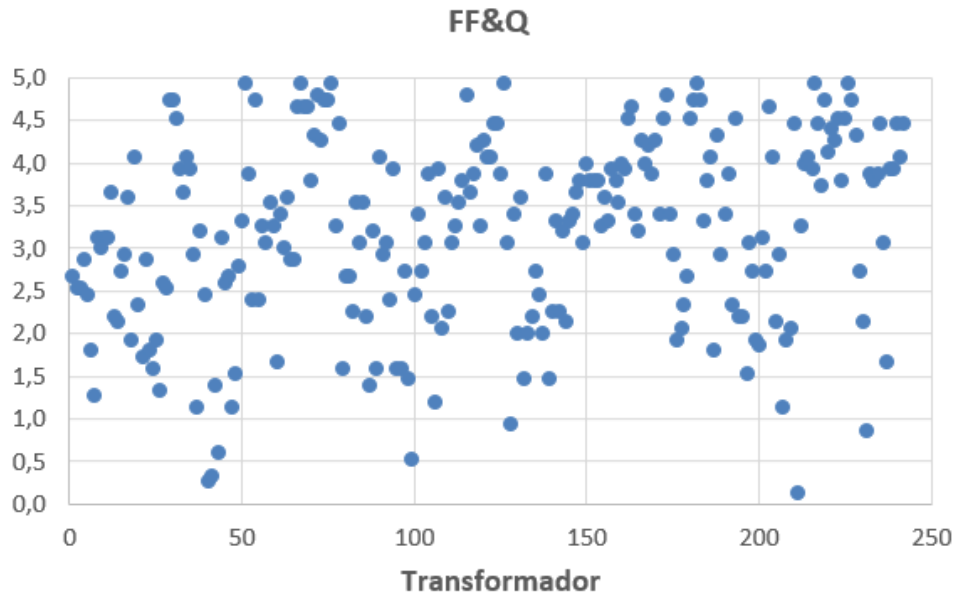


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Na Figura 28 está o FAGD para toda a população de ativos avaliados pelo modelo, como esperado, a maior parte dos ativos encontra-se acima do valor de 2,5 considerado satisfatório e coerente com realidade do parque de transformadores de potência da concessionária.

O módulo de avaliação de ensaio físico-químico do óleo utilizado no modelo desenvolvido é, como no Módulo FAGD, baseado em limites de pontuação sugeridas pela IEC e IEEE. A escala de pontuação aplicada por este módulo utiliza valores da prática rotineira. Os pesos sugeridos para cada um dos parâmetros do óleo são, com poucas exceções, adotados a partir do Modelo III. A forma como estes pesos foram determinados para utilizar no *Health Index* leva em conta a gravidade de cada parâmetro. A Figura 29 apresenta o FFQ para todos os transformadores da concessionária. Existe uma distribuição uniforme entre o valor mínimo e máximo do que o observado para FAGD que reflete o modo de envelhecimento do óleo mineral isolante.

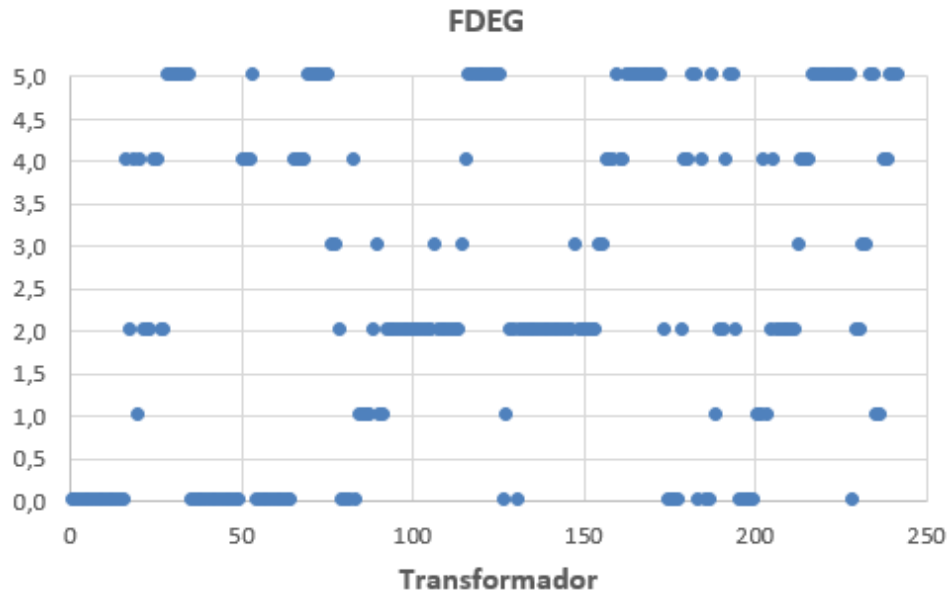
Figura 29 – Resultado do Fator de ensaio físico e químico do óleo mineral - FFQ



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

O Módulo de degradação, como já mencionado, simplifica a degradação, envelhecimento do papel e utilização do transformador para o tempo de operação, com base no alto grau de incerteza dos cálculos e medições indiretas de GP e na impossibilidade de retirar amostra de papel da maioria dos transformadores.

Figura 30 – Resultado do Fator de degradação do transformador – FDEG

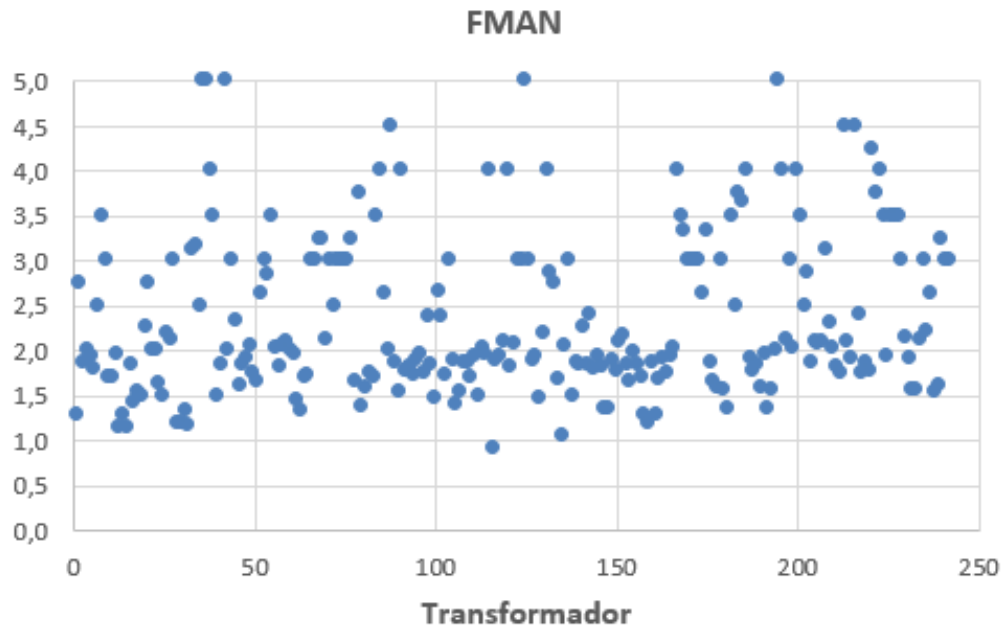


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Esta simplificação apoia-se no modo como os transformadores são carregados e baseia-se no histórico de falhas, que aponta fim de vida útil acima de 50 anos, a distribuição dos valores do FDEG está na Figura 30.

O Módulo de manutenção considera a pontuação com base na necessidade de manutenção durante os últimos cinco anos dos componentes dos transformadores. O resultado deste módulo é muito dependente dos usuários pois este é responsável por avaliar e estabelecer a gravidade de cada serviço de manutenção corretiva e a registrar corretamente. Este fato prejudica a objetividade do *Health Index* e pode provocar distorções, onde transformadores com defeitos semelhantes são registrados de forma diferente, dependendo do usuário. Este é o fator que mais necessita de trabalho junto a concessionária para obter um resultado satisfatório. Na Figura 31 estão os valores do fator de manutenção para todos os transformadores. Apesar dos valores estarem entre 1,0 e 5,0, com grande concentração entre 1,0 e 3,0, estes não são completamente representativos da realidade. Como mencionado, o transformador TR 7 possui avaliação independente que aponta degradação dos componentes e acessórios, que não é refletido no fator, visto a pontuação satisfatória do mesmo na Tabela 22. Também era esperado uma condição melhor de pontuação para o transformador TR 8.

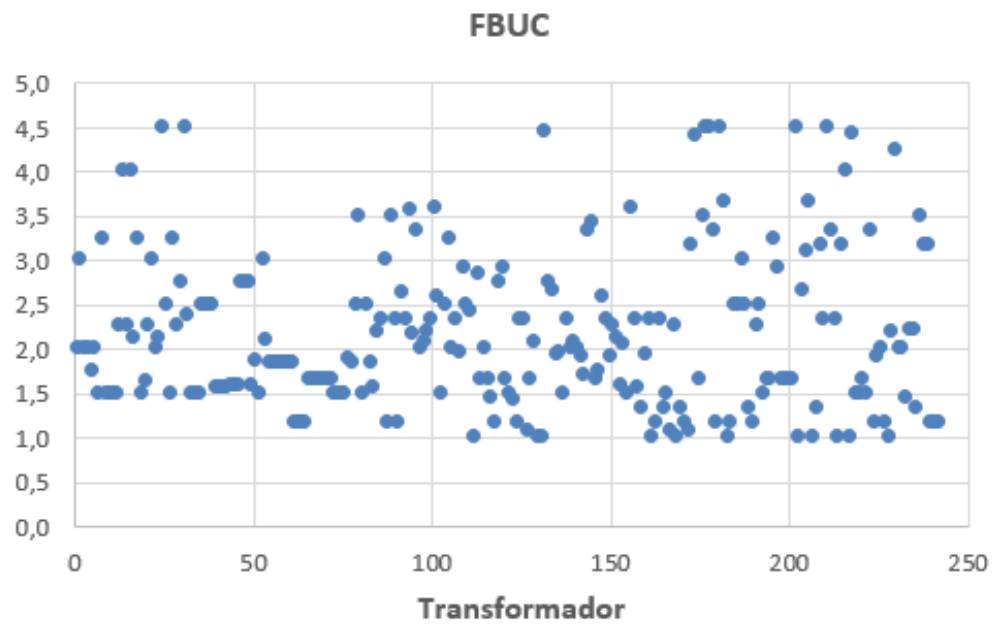
Figura 31 – Resultado do Fator de manutenção dos acessórios – FMAN



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

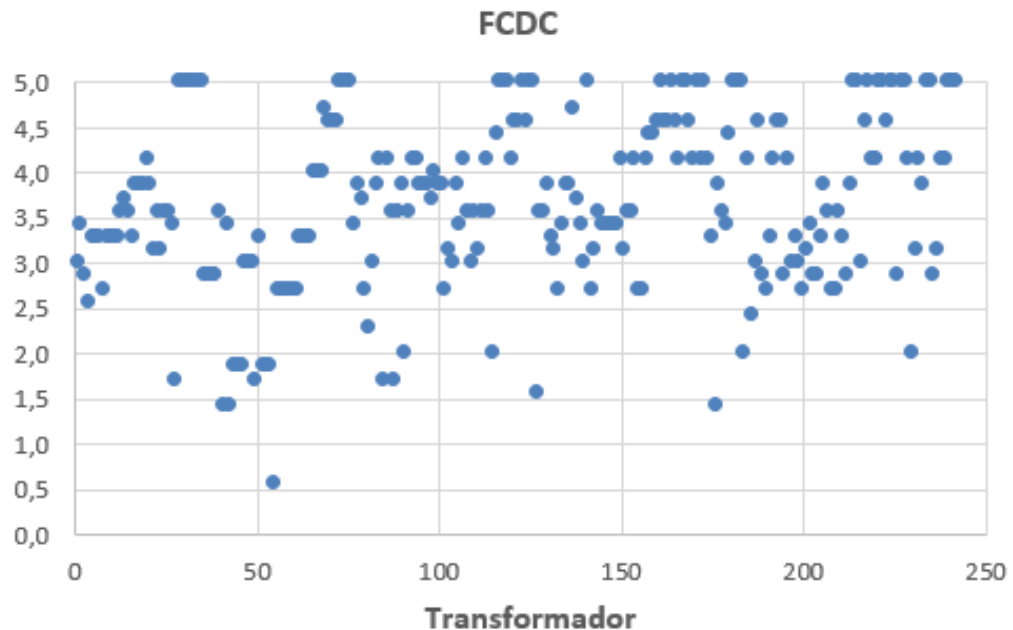
A Figura 32 mostra o resultado do Fator Bucha e a Figura 33 mostra o resultado do Fator Comutador para todos os transformadores avaliados.

Figura 32 - Resultado do Fator de condição da bucha condensiva - FBUC



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Figura 33 - Resultado do Fator de condição do comutador de derivação - FCDC



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

As buchas e o comutador são os principais componentes do transformador do ponto de vista da manutenção e devem sofrer intervenções regulares. Uma distribuição uniforme nos valores destes fatores reflete a condição dos mesmos.

A Figura 24 mostra o Health Index distribuído por idade do transformador claramente observa-se uma linha de tendência diminuindo com o envelhecimento do equipamento.

5.6.4. Incerteza da Saída

Os modelos de *Health Index* que abordam o tema incerteza da saída não explicam como calcular. Embora o modelo seja concebido em função da disponibilidade de dados da concessionária de energia, proprietária dos transformadores de potência, sua saída está associada com algum grau de incerteza. Por esta razão, um indicador da confiança deve, idealmente, acompanhar a pontuação do *Health Index*. Uma maneira de incluir um indicador desse tipo poderia ser calcular um índice de confiança em paralelo com o *Health Index*. O resultado poderia então ser determinado com o *Health Index* e um índice de confiança. Para calcular esse índice de confiança, a mesma abordagem utilizada para o *Health Index* poderia ser empregada, ou seja, calcular através de um

conjunto predefinido de pontuação que governa a confiança. Estas regras podem, por exemplo, basear-se na idade dos dados de entrada e na qualidade dos mesmos.

5.7. QUALIDADE GERAL DO MODELO

O modelo desenvolvido neste trabalho é um esboço de um *Health Index* personalizado à necessidade da concessionária de energia elétrica – CEEE-GT. Por esta razão as práticas de coleta de dados da concessionária são essenciais para a concepção do modelo. No entanto permanece a questão se o modelo é confiável o suficiente para os proprietários de ativos. Na tentativa de responder a esta questão, os aspectos discutidos serão considerados. Como abordado no Capítulo 3, o baixo desempenho do módulo de degradação do papel a utilizando dados de carga como entrada deve ser evitada. Para ser confiável, modelos térmicos mais precisos são necessários.

Embora possa-se argumentar que os gestores de ativos experientes são capazes de interpretar os dados relativos ao estado de transformadores individualmente, bem como um *Health Index*, a real vantagem de um índice reside na sua capacidade de avaliar inúmeros transformadores simultaneamente. Certificando-se de que cada ativo é avaliado pelos mesmos critérios e um ranking de ativos pela condição torna-se possível. Esta classificação permitirá a gestores ativos avaliar onde a manutenção ou o reinvestimento são necessários por comparação da pontuação dos ativos de um parque. A partir dos resultados apresentados, assegura-se que o *Health Index* é capaz de fornecer saída confiável para classificação de ativos. Além disso, com base nos resultados apresentados, existe uma relação razoável entre o estado real de um ativo e a pontuação *Health Index*. Portanto pode-se afirmar que a pontuação do *Health Index* é um indicativo da condição de um transformador.

Quando se trata da usabilidade do modelo proposto, crê-se que a maioria dos gestores de ativos terão acesso aos dados de entrada necessários. Espera-se assim grande vantagem, pois isso permite que todos os ativos de um parque possam ser avaliados de uma vez e minimizará o esforço associado com essas avaliações.

6. CONCLUSÃO

Esta dissertação desenvolveu um modelo de *Health Index* para avaliação e classificação de transformadores de potência, visto a necessidade de estabelecer com eficiência a condição técnica dos ativos, permitindo assim ao usuário agir com segurança. Este modelo baseia-se na identificação dos modos de falha e de mecanismos envelhecimento mais proeminentes e representativos do transformador de potência e nos comentários dos modelos analisados sobre o tema.

O modelo está personalizado às necessidades da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, com atenção especial a necessidade de dados, utilizando apenas os normalmente coletados pelas concessionárias de transmissão. Isto é importante para assegurar que todos os transformadores avaliados possuem os mesmos dados de entrada. As informações de entradas utilizadas são: análise de gás dissolvido no óleo, ensaio físico-químico no óleo, tempo de operação e histórico de manutenção para componentes, comutador e buchas. Medidas especiais que não são realizadas regularmente foram desconsideradas.

Apoiado nos dados de entrada disponíveis e nos modelos estudados, encontraram-se módulos de avaliação adequados. E estes foram concebidos a luz das normas internacionais, que descrevem a condição global do transformador.

O modelo desenvolvido foi utilizado no parque de transformadores de potência da concessionária, onde os ativos possuem idade e condição diversas. Este teste mostrou que o modelo é capaz de diferenciar entre transformadores em condições distintas e possibilita estabelecer estratégia de ação conforme priorização do para os 60 transformadores com mais de 40 anos de idade. Além disso, o modelo é adequado para estimar a condição real de cada transformador e, portanto, pode ser usado para identificar ativos com alto risco de falha. Onde identifica dois ativos com mais de 35 anos de idade e abaixo do uma vez o desvio padrão da linha de tendência linear.

O resultado do modelo é consistente, mas inadequado para ser utilizado como única base para decisões de reinvestimento, podendo servir como um indicador de onde são necessários mais estudos. A principal limitação do modelo é o módulo de manutenção, devido ao registro inadequado dos serviços de manutenção que causam distorção no índice final.

7. TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresentou bons resultados e seu desenvolvimento deve continuar, os seguintes pontos podem ser melhorados ou explorados:

- desenvolver um software que automatize os processos de cálculo do *Health Index* e o processo de aquisição de dados;
- implementar critérios de avaliação gases dissolvidos para famílias de transformadores de potência;
- estabelecer critérios de avaliação físico e químico diferenciado para óleo mineral isolante regenerado;
- reforçar em conjunto com o usuário a padronização dos critérios de avaliação e registro de defeitos;
- desenvolver na metodologia a possibilidade de utilizar dados importantes, mas disponíveis para parte do parque instalado, como exemplo, Grau de Polimerização;
- desenvolver modelo térmico para os transformadores novos, para os quais possui-se a informação completa de carregamento e temperatura ambiente para todo o seu tempo de operação;
- avaliar a relevância de implantar módulo de avaliação de esforços elétricos, curto circuito, sobrecarga e sobretensões;
- desenvolver metodologia de cálculo para avaliação da incerteza da saída do *Health Index*.

REFERÊNCIAS

- ABB Transformer Handbook** [Book] / ed. Transformers Business Unit. - Zürich : [s.n.], 2004. - 1LAC000010 - 04.
- ABNT NBR 5034** Buchas para tensões alternadas superior a 1 kV [Report]. - 2014.
- ABNT NBR 5356-1** Transformador de potência Parte 1: Generalidade [Report]. - 2007.
- ABNT NBR 5416** Aplicação de cargas em transformadores de potência - Procedimento [Report]. - 1997.
- ABNT NBR 7274** NBR 7274 Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço [Report]. - 2012.
- Alstom Power Transformers Fundamentals** [Book]. - [s.l.] : Alstom, 2012. - Second edition.
- Bechara Ricardo** Análise de Falhas de Transformadores de Potência [Article]. - São Paulo : [s.n.], 2010.
- Brandtzaeg Georg** Health Indexing of Norwegian Power Transformers [Article]. - 2015.
- CIGRE 005 GT B3/B5/A2.01** Transformadores Imersos em Líquido Isolante - Guia de Manutenção Centrada na Confiabilidade [Report] / CIGRE. - 2007. - 005.
- CIGRE 015 GT A2.05** Guia de Manutenção para Transformadores de Potência [Report] / Cigre. - 2013.
- CIGRE 016 GT A2.02** AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E REATORES NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO [Report] / Cigre. - 2013.
- CIGRE 018 GT A2.04** Guia para Avaliação de Incêndio em Transformadores de Potência não Confinado e a Óleo Mineral [Report]. - 2014.
- CIGRE BROCHURE 349** MOISTURE EQUILIBRIUM AND MOISTURE MIGRATION WITHIN TRANSFORMER INSULATION SYSTEMS [Report] / Working Group A2.30. - 2008. - 349.
- CIGRE BROCHURE 445** Guide for Transformer Maintenance [Report] / WG A2.34. - 2011. - 445.
- En-wen Li and Bin Song** Transformer Health Status Evaluation Model Based on Multi-feature Factors [Article] // 2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON 2014). - 2014. - CP1962.
- Heathcote Martin J.** The J&P Transformer Book [Book]. - [s.l.] : Newnws. - 13°.

HEYWOOD Richard, JARMAN Paul and RYDER Simon Transformer Asset Health Review: Does it really work? [Article] // CIGRE A2-108. - PARIS : [s.n.], 2014.

Hjartarson Thor e Shawn Ota Predicting Future Asset Condition Based on Current Health Index and Maintenance Level [Artigo] // IEEE. - 2006. - 1-4244-0724-9/06. - 1-4244-0724-9/06.

Horning M. [et al.] Transformer Maintenance Guide [Book]. - [s.l.] : Transformer Maintenance Institute, 2004. - Third.

IEC 60076-7 Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers [Article]. - 2005. - IEC 60076-7.

IEC-60599 Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis [Report]. - 2007.

IEEE Std C57.104-2008 Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers [Report]. - 2008.

Jahromi Ali Naderian , Piercy Ray and Fan Wang An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index [Journal] // IEEE Electrical Insulation Magazine. - Toronto : [s.n.], March/April 2009. - 2 : Vol. 25. - pp. 20-34. - 0883-7554/07.

Jahromi Ali Naderian [et al.] An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers [Article] // IEEE. - Toronto : [s.n.], 2008. - pp. 192-196. - 978-1-4244-2092-6/08.

Malik Hasmat, Azeem Abdul and Jarial R.K. Application Research Based on Modern-Technology for Transformer Health Index Estimation [Article] // IEEE - 9th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devisces. - 2012. - 978-1-4673-1591-3/12.

MILASCH MILAN Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante [Book]. - São Paulo : Edgard Blucher Ltda, 1984. - 1°.

ONS Workshop 2013 Workshop sobre requisitos funcionais relativos às capacidades operativas de transformadores [Conferência]. - Rio de Janeiro : [s.n.], 2013.

Ortiz Félix [et al.] Health Indexes for Power Transformers: A Case Study [Article] // IEEE. - 2016. - 0883-7554/16.

PICHER P., RAJOTTE C. and BOUDREAU BOUDREAU Use of Health Index and Reliability Data for Transformer Condition Assessment and Fleet Ranking [Article] // CIGRE A2-101. - PARIS : [s.n.], 2014. - F-75008.

REN N° 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. [Report]. - 2011. - Resolução Normativa n° 443, de 26 de julho de 2011.

REN N° 643, de 16 de dezembro de 2014 Altera a Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, altera a Resolução Normativa nº 435, de 24 de maio de 2011, aprova a Revisão 1.1 do Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária ... e dá outras providências. [Report]. - 2014.

REN N° 669, de 14 de Julho de 2015 Regulamenta os Requisitos Mínimos de Manutenção e o monitoramento da manutenção de instalações de transmissão de Rede Básica [Article] // ANEEL. - JULHO 14, 2015.

REN N° 674, de 11 de agosto de 2015 MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO MCPSE [Report].

SIEMENS 2016 Desenho dimensional transformador trifásico 230/69 kV 83 MVA, Contrato XXX [Report]. - 2016.

Vermeer Mischa and Wetzer Jos Transformer health and risk indexing, including data quality management [Article] // CIGRE A2_116. - 2014. - F-75008 PARIS.

Wattakapaiboon W. and Pattanadech N. The New Developed Health Index for Transformer Condition Assessment [Article] // International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. - 2016. - 978-1-5090-3396-6/16.

WEG 2012 Transformador de 230/69 kV 83 MVA Contrato XXX [Report]. - 2012.

Wetzer Jos, Wouters Peter and Schijndel Arjan van Remaining Lifetime Modelling of Power Transformers on Individual and Population Level [Article] // International Conference on Solid Dielectrics. - Potsdam : [s.n.], July 4-9, 2010. - 978-1-4244-7944-3/10.

Yan Zhou Lin Ma and Jian Yang Cong Xia Entropy Weight Health Index Method of Power Transformer Condition Assessment [Article] // IEEE. - 2011. - 978-1-61284-666-8.

ANEXO A

Avaliação da saúde de transformador de potência

Responder as questões considerando, que os transformadores estão em operação na rede CEEE-GT, são da classe de tensão de 230 kV, monofásico/trifásico, com comutador de derivação na Alta Tensão, de potência entre 50 - 83 MVA, de diferentes fabricantes, projetos e épocas.

Q.1 - Avaliar a condição do transformador com base nos valores das cinco últimas amostras de gás realizada (periodicidade média de 6 meses entre as amostras).

TR	N	Hidrogênio	Monóxido	Dióxido	Metano	Etileno	Etano	Acetileno
1	01	11	187	2099	8	59	5	4
	02	5	240	1880	8	81	18	3
	03	40	243	2050	9	66	12	2
	04	27	183	1756	9	55	7	2
	05	9	398	3174	3	55	5	4
2	01	74	456	2477	6	103	7	1
	02	64	312	2051	8	91	8	1
	03	27	671	2377	3	101	1	1
	04	54	449	2353	7	99	9	1
	05	68	530	2574	9	100	12	1
3	01	39	366	2065	8	13	4	3
	02	185	512	3678	91	73	78	5
	03	163	340	2546	73	66	60	1
	04	41	239	2262	3	20	9	1
	05	37	232	2111	3	20	9	1
4	01	19	916	6483	15	7	3	1
	02	20	932	7350	14	8	5	1
	03	35	1213	5550	11	5	2	1
	04	15	1126	5677	20	5	1	1
	05	19	1105	9249	15	10	4	1
5	01	10	237	4962	9	16	12	1,5
	02	12	213	4808	6	17	9	1
	03	18	202	4443	6	18	18	1
	04	16	192	4620	5	19	13	1
	05	13	203	4635	5	21	11	1
6	01	18	368	1936	6	2	4	1
	02	14	332	1868	8	2	7	1
	03	1	431	1709	8	4	6	1
	04	13	355	2067	8	2	3	1
	05	16	379	2467	8	2	4	1

R.1

TR	Ruim	Ótimo
	1	2	3	4	5
1					
2					
3					
4					
5					
6					

Q.2 - Avaliar a condição do transformador com base nos valores dos resultados dos ensaios físico-químico.

TR	Aparência (Cor)	Índice de neutralização (mgKOH/g)	Tensão interfacial (dina/cm)	Água (ppm)	Rigidez dielétrica (kV)	Fator de potência (% a 25 °C)
1	3	0,03	28	26	47	0,12
2	3	0,01	30	20	78	0,34
3	5	0,06	24	10	59	0,72
4	1	0,01	41	5	74	0,07
5	0,5	0,01	45	8	88	0,03
6	0,5	0,01	45	9	69	0,08

R.2

TR	Ruim	Ótimo
	1	2	3	4	5
1					
2					
3					
4					
5					
6					

Q.3 - Avaliar a condição do transformador com base nos resultados dos ensaios realizados nas buchas.

TR	Valor de referencia		Valor de ensaio em campo	
	Capacitância	Fator de potência	Capacitância	Fator de potência
1	241	0,67	241	0,68
2	392	0,36	370	0,30
3	250	0,27	245	0,57
4	291	0,38	281	0,41
5	287	0,39	285	0,33
6	341	0,39	329	0,34

Na tabela, todas as buchas são 230 kV, valor de referência (valor de placa ou ensaio de fábrica). Valor de ensaio em campo realizado com instrumento 10 kV digital. Apresentado os valores de ensaio da bucha em pior condição do transformador.

R.3

TR	Ruim	Ótimo
	1	2	3	4	5
1					
2					
3					
4					
5					
6					

Q.4 - Avaliar a condição do transformador com base nas informações do comutador de derivação em carga.

TR	Tipo	Número de operação	Média diária	Atualiza*
1	Óleo sem filtro	358964	2,25	Sim
2	Óleo sem filtro	103284	1,74	Não
3	Óleo sem filtro	151791	7,47	Sim
4	Óleo sem filtro	35834	0,86	Não
5	Óleo sem filtro	48788	4,21	Não
6	Vácuo	12402	4,44	-

* Chave de carga atualizada conforme recomendação do fabricante

R.4

TR	Ruim	Ótimo
	1	2	3	4	5
1					
2					
3					
4					
5					
6					

Q.5 - Avaliar a condição do transformador com base nas informações das ordens de manutenção corretiva.

TR	Ord	Ordem de manutenção corretiva
1	1	Monitor de temperatura avariado
	2	Vazamento na válvula para o CDC
	3	Caixa de comando CDC com vedação danificada e a tubulação inferior solta
	4	Vazamento na tampa do tanque principal
2	1	Vazamento no tranque principal
	2	Defeito no automatismo do paralelismo
	3	Vazamento de óleo na válvula de drenagem do tanque principal
	4	Instalar regulador de tensão
3	1	Ponto quente no terminal de conexão da bucha
	2	Vazamento de óleo na válvula de drenagem do tanque principal
	3	Vazamento no relé de fluxo (63C) do comutador derivação em carga
	3	Circuito de calefação da caixa de controle danificado
4	1	Vazamento de óleo, alarmando nível de óleo baixo
	2	Ponto quente no terminal de conexão da bucha
	3	Vazamento na bucha de Baixa Tensão (13,8 kV)
	4	Bucha de Baixa Tensão danificada
	5	Vazamento de óleo, alarmando nível de óleo baixo
	6	Vazamento de óleo em buchas de Baixa Tensão (13,8 kV)
	7	Monitor de temperatura danificado
	8	Vazamento de óleo no tanque de expansão
	9	Pontos de corrosão no tanque principal e de expansão
	10	Vazamento de óleo na válvula de drenagem do tanque principal
5	1	Moto-ventilador danificado
	2	Moto-ventilador danificado
	3	Moto-ventilador danificado
	4	Vazamento de óleo na conexão do radiador
	5	Vazamento de óleo na conexão do radiador - alarme de nível baixo de óleo
	6	Moto-ventilador danificado
	7	Moto-ventilador danificado
	8	Moto-ventilador danificado
	9	Vazamento de óleo na conexão do radiador na parte superior
	10	Protetor térmico (F47) do moto-ventilador desarmando intermitentemente
6	1	Vazamento de óleo no dispositivo de coleta de amostra de gás
	2	Moto-ventilador danificado

R.5

TR	Ruim	Ótimo
	1	2	3	4	5
1					
2					
3					
4					
5					
6					

Q.6 - Avaliar a condição do transformador com base no tempo de operação.

TR	Tempo de operação
1	mais de 40 anos
2	mais de 40 anos
3	entre 30 e 40 anos
4	entre 10 e 20 anos
5	entre 10 e 20 anos
6	menos de 10 anos

R.6

EQ	Ruim	Ótimo
	1	2	3	4	5
1					
2					
3					
4					
5					
6					

Q.7 – Em sua opinião, qual o peso das informações listadas abaixo para determinar a condição do transformador?

R.7	Item	Nenhuma	Muito
		1	2	3	4	5
	Análise de gás dissolvido no óleo					
	Ensaio físico químico					
	Ensaio de bucha					
	Condição do comutador					
	Número de ordens manutenção corretiva					
	Tempo de operação					

ANEXO B

Resposta dos especialistas.

	EQ.	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7
Esp. 01	TR1	1	3	5	2	4	1	5
	TR2	2	4	2	1	4	1	2
	TR3	3	1	1	3	3	2	3
	TR4	4	5	3	4	1	3	3
	TR5	4	5	4	3	2	3	5
	TR6	5	5	3	5	4	4	4
Esp. 02	TR1	1	1	5	2	3	1	5
	TR2	2	2	5	3	4	1	3
	TR3	3	2	2	3	3	2	2
	TR4	4	5	4	4	2	4	2
	TR5	4	5	5	4	3	4	2
	TR6	5	5	5	5	4	5	5
Esp. 03	TR1	2	3	3	2	3	2	5
	TR2	2	3	4	3	3	2	4
	TR3	3	2	2	2	2	3	4
	TR4	4	4	4	4	1	4	4
	TR5	4	4	5	3	2	4	3
	TR6	4	4	5	4	4	4	2
Esp. 04	TR1	1	2	5	4	2	1	4
	TR2	2	1	2	1	2	1	3
	TR3	3	3	1	3	2	2	5
	TR4	3	5	3	1	1	3	3
	TR5	4	5	4	2	1	3	3
	TR6	5	4	3	3	4	1	5
Esp. 05	TR1	3	2	5	4	3	3	5
	TR2	3	3	3	3	4	3	5
	TR3	3	2	3	3	2	2	4
	TR4	3	4	3	3	2	3	2
	TR5	4	5	5	2	3	4	3
	TR6	5	4	3	4	4	5	3
Esp. 06	TR1	4	3	4	4	4	2	5
	TR2	4	4	4	4	3	2	5
	TR3	2	2	3	3	3	3	5
	TR4	3	3	4	4	3	4	4
	TR5	4	5	4	4	4	4	3
	TR6	4	5	4	5	5	5	4
Esp. 07	TR1	3	2	5	4	1	4	5
	TR2	1	3	1	4	2	1	4
	TR3	4	3	3	4	1	3	5
	TR4	2	5	2	5	1	2	5
	TR5	1	5	5	4	1	4	2
	TR6	5	5	2	5	4	4	3