

Determining the Reliability of Power Transformers Considering a Five States Markov Model

Suelen C. Freitag, and Mauricio Sperandio, *Member, IEEE*

Abstract—This paper presents a methodology to calculate power transformers reliability indicators using a five-state Markov model, which contemplates the probabilities of failure, maintenance, overload, and shutdown. The objective of including more states that lead to the abnormal operation of the equipment than in other works aims to obtain a better estimate of the risk of failure, as well as direct more assertive maintenance actions. With these analyses, we will illustrate the impacts on the availability of transformer variations in failure rates. The methodology is verified through a case study using real data from 10 substations and 25 power transformers belonging to a Brazilian electricity company. The presented results demonstrate the impacts on the availability of power transformer variations in failure rates, showing that not considering all the possible causes of abnormal transformer operation may underestimate the Severity index.

Index Terms— Power Transformers, Reliability, Markov Model, Overload, Severity.

I. INTRODUÇÃO

A rede de transmissão de energia elétrica tem papel fundamental no sistema elétrico, sendo o elo entre geração e carga, e são planejadas e operadas visando a maior confiabilidade possível. Entretanto, essas redes estão sujeitas a interrupções, defeitos e mau funcionamento de vários equipamentos presente em seu sistema.

Os transformadores de potência constituem um dos principais equipamentos dentro das subestações do sistema de transmissão, e sua perda de função gera grandes transtornos operacionais, principalmente sobrecargas em outros transformadores. Quando ocorre um desligamento por falha ou defeito interrompe-se o fluxo de uma grande quantidade de energia. Além disso, a sua substituição ou manutenção é dificultosa, podendo levar várias semanas, vazamentos podem provocar sérios impactos ambientais, e, portanto, tem altos custos financeiros.

Os transformadores de potência são os equipamentos mais caros e altamente estressados de uma rede elétrica, e as falhas têm o potencial de provocar apagões generalizados, resultando

em perdas econômicas imensuráveis [1]. Por isso, busca-se sempre o aprimoramento da manutenção de seus componentes com finalidade de aumento da vida útil e redução do risco de falha do equipamento.

Para atingir o objetivo de aumentar a confiabilidade dos transformadores, as causas da falha do transformador devem ser pesquisadas e os tempos de interrupção devem ser verificados. Em [2] mais de mil falhas ocorridas entre 1968 e 1978 são coletadas, verificando que em geral a taxa de falha de um transformador de potência é cerca de 2% por unidade-ano, sendo que no artigo as falhas foram categorizadas por componente falhado, origem da falha e também sua causa. Em [3] também se realizou pesquisas quanto ao local de falha, causa e classificação do modo de falha, o que permitiu uma análise mais detalhada apresentada em [4] em relação a classificação das falhas em transformadores durante o período de 1996 a 2006. Em [5] o diagrama de árvore de falhas é descrito, onde o modelo consiste nos possíveis sistemas que podem causar uma falha no transformadores e subsistemas que podem falhar. É um mapeamento das falhas do sistema com as possíveis causas iniciais.

Avaliar a vida do transformador e prever as suas falhas é muito importante para melhorar a confiabilidade dos transformadores. A medida que o equipamento do sistema está envelhecendo e tende a se deteriorar gradualmente, a probabilidade de interrupção do serviço devido às falhas aumenta. Para o sistema elétrico, a saúde do equipamento é de grande importância porque as receitas são afetadas pela condição do equipamento quando a demanda da carga se torna alta.

Determinar os modelos de interrupção de equipamentos, usando falhas e seus efeitos, é um dos métodos importantes na investigação da confiabilidade e também o primeiro passo na avaliação do risco no sistema [6]. Alguns autores propuseram que a deterioração, inspeção e manutenção podem ser ilustradas por um diagrama de estados [7, 8]. O diagrama de estados pode ser representado por um processo de Markov, que é utilizado para vários tipos de equipamentos e pode ser resolvido matematicamente para a obtenção de indicadores quantitativos.

Em [9]–[11], foram apresentados modelos de Markov para

Artigo submetido dia 11 de novembro de 2019.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001.

S. C. Freitag é aluna de doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, em Santa Maria, RS, BR (e-mail: suelenfreitag@gmail.com).

M. Sperandio é professor no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, em Santa Maria, RS, BR (e-mail: mauricio.sperandio@ufsm.br).

avaliação de confiabilidade de dispositivos de proteção, considerando fatores de segurança, como modos de falha, autodiagnóstico, restaurações, causa comum de forma a criar modelos de Markov mais completo, demonstrando dessa forma que o tamanho do modelo aumenta consideravelmente à medida que mais variáveis são adicionadas, e por fim apresentam que eventuais simplificações dos modelos podem ser realizadas por mesclagem de estados. Em [12] é desenvolvido um modelo de decisão Markov em tempo contínuo para modelar a deterioração e manutenção dos transformadores de potência e apresentar uma otimização das inspeções periódicas dos transformadores de modo que o custo seja minimizado e a disponibilidade seja maximizada. Em [13] é construído um modelo de Markov do procedimento de manutenção dos transformadores, onde é utilizado para calcular os índices de confiabilidade e os custos totais dos transformadores, utilizando dados de serviço reais para estimação das taxas de transição. Em [14] é calculado a confiabilidade de subestações empregando um modelo de Markov de três estados assinalando a operação do transformador correspondendo as condições de operação normal, sobrecarga e reparo, onde no estado adicional de sobrecarga o componente apresenta uma taxa de falha diferenciada, apresentando um decréscimo dos índices de confiabilidade das instalações com o tempo e reduzindo as normalmente altas e conservadoras condições operativas.

O segundo passo importante para a investigação da confiabilidade são indicadores de risco, como o método de Probabilidade de perda de carga – LOLP (*Loss of Load Probability*), empregado em estudos de confiabilidade de sistemas de energia elétrica para avaliar a probabilidade de que a carga do sistema possa exceder a capacidade de geração disponível [15], [16], sendo um índice importante na avaliação de sistemas de energia, especialmente em mercados competitivos de eletricidade [17]. Em [18], é apresentada uma abordagem para avaliar índices de confiabilidade como LOLP e Energia esperada não fornecida - EENS (*Expected Energy Not Supplied*) com base na enumeração de contingências para avaliar o estado do sistema, apresentando resultados numéricos do sistema de teste IEEE.

Desta forma, neste trabalho é elaborado um modelo de interrupção do transformador que contemple mais estados que levam a operação anormal do equipamento que em outros trabalhos não são considerados. Torna-se o objetivo desse artigo desenvolver um modelo de confiabilidade do transformador através da técnica de Markov que combine estados como falha, manutenção, desligamento e sobrecarga dos transformadores de potência.

O artigo está organizado da seguinte forma. Na Seção II é apresentada a representação por espaço de estados utilizando o modelo de Markov e os indicadores de risco. Na Seção III é proposta a metodologia do modelo de confiabilidade do transformador de potência de 5 estados. A Seção IV trata dos resultados de confiabilidade do transformador, onde são realizadas análises numéricas e ilustrados os impactos na disponibilidade de variações do transformador nas taxas de falha e, finalmente, o artigo é concluído na Seção V.

II. REPRESENTAÇÃO POR ESPAÇO DE ESTADOS

Uma técnica muito importante que emprega a avaliação da confiabilidade dos sistemas e que recebeu considerável atenção e uso nas últimas décadas é conhecida como abordagem de Markov ou modelagem de Markov [19]. Os processos de Markov são processos estocásticos, cujos futuros são condicionalmente independentes de seu passado, dados seus valores presentes. Em outras palavras, os estados futuros de uma variável são independentes de todos os estados anteriores, exceto o imediatamente anterior. Portanto, o futuro comportamento aleatório da variável depende de onde está no momento, não de onde estava no passado ou de como chegou ao seu estado atual [19].

A representação dos equipamentos para modelos de Markov permite determinar a probabilidade de cada estado com base no seu histórico operativo. Sendo assim, dado que os estados operativos de todos os elementos podem ser considerados eventos mutuamente exclusivos, é possível determinar a probabilidade de ocorrência de cada estado do sistema através do produto das probabilidades de ocorrência de cada elemento.

Idealmente, todos os estados deveriam ser analisados para que os índices de confiabilidade fossem precisamente calculados. No entanto, dado o tamanho dos sistemas reais, torna-se necessária a adoção de técnicas eficazes que consigam selecionar um subconjunto de estados capaz de retratar o comportamento do sistema com uma precisão aceitável.

Desta forma, os diagramas de estados são comumente usados na modelagem de Markov de manutenção de equipamentos devido a duas vantagens principais [20]. Em primeiro lugar, os diagramas de estados são capazes de fornecer modelos gráficos simples para equipamentos, combinando procedimentos de deterioração, inspeção e manutenção. Em segundo lugar, os diagramas de estados podem ser convertidos diretamente em modelos matemáticos que podem ser resolvidos usando métodos padrão e equações analíticas.

Portanto, a análise do espaço de estados pode ser resolvida utilizando a técnica da cadeia de Markov, que representa eventos dependentes e permite o cálculo da evolução temporal dos estados de um sistema desde que as probabilidades de transição entre estes estados permaneçam constantes [21].

Assim, em [22], para avaliar a confiabilidade de um sistema, é proposto um método cujos estados de operação do objeto de avaliação são considerados incluindo estado normal e de falha, o modelo de Markov é estabelecido para descrever o estado do sistema com base nos estados das linhas de transmissão e sistema de distribuição e a probabilidade de transição entre os estados obtidos através dos dados históricos. Um método para a substituição de usinas nucleares por usinas eólicas para comparar os dois casos do ponto de vista da confiabilidade do sistema de energia, usando LOLP como critério é apresentado em [23]. Os modelos markovianos são usados para simular o comportamento estocástico do sistema e avaliar o LOLP, levando em consideração as taxas de falha e reparo de cada componente.

A. Indicadores de Risco

Os índices de confiabilidade, também ditos como indicadores de risco, são estimativas numéricas de eventos ou grandezas que se deseja quantificar.

O cálculo dos índices de confiabilidade é realizado com auxílio de funções-teste que verificam se uma determinada configuração representa um estado de falha ou de sucesso, ou seja, verificam se uma determinada configuração é capaz de atender à demanda sem violação das restrições operativas.

Os índices de confiabilidade de um sistema mais utilizados atualmente podem ser separados em alguns grupos como perda de carga, perda de energia, frequência e duração, onde os principais índices são apresentados em sequência.

LOLP é um dos índices relacionados com a perda de carga, e é um dos mais utilizados a nível global. É a probabilidade de existir qualquer corte de carga independentemente da magnitude do corte, ou seja, onde a capacidade de atender a carga é inferior à carga total do sistema. A fórmula matemática para o índice é calculada:

$$LOLP = \sum_j P[C_A = C_j] \times P[L > C_j] = \sum_j \frac{p_j \times t_j}{100} \quad (1)$$

Onde:

P probabilidade de

L carga esperada

C_A capacidade disponível no sistema

C_j capacidade restante no sistema

p_j probabilidade de falta de capacidade

t_j percentagem do tempo em que a carga ultrapassou C_j

Expectativa de Perda de Carga – LOLE (*Loss of Load Expectation*), é obtido diretamente do LOLP e é mais frequentemente usado do que este, uma vez que traduz um número abstrato, como é uma probabilidade, num valor em horas por ano, que é mais fácil de imaginar e por isso mais utilizado em situações práticas, o índice é obtido da seguinte forma:

$$LOLE = LOLP \times T \quad (2)$$

Onde, $T=8760$ horas.

Potência Esperada não Suprida – EPNS (*Expected Power Not Supplied*), indica a potência não suprida vezes a probabilidade, o valor do EPNS é dado em MW e é calculado através da seguinte equação:

$$EPNS = \sum_j^n (L_{M\acute{a}x} - G) \times p_j \quad (3)$$

Onde:

$L_{M\acute{a}x}$ carga máxima esperada

G capacidade do sistema

EENS, traduz a quantidade de energia que se espera que não vá ser fornecida enquanto a carga exceder a capacidade disponível do sistema. O EENS é expresso em MWh/ano e pode ser obtido:

$$EENS = EPNS \times T \quad (4)$$

O índice de gravidade é um dos indicadores mais importantes de risco probabilístico [24]. Isso é expresso em termos de minutos do sistema, minutos padrão ou simplesmente minutos. Um minuto do sistema representa a energia interrompida equivalente ao sistema inteiro por um minuto. O índice de severidade é calculado dividindo o valor estimado da energia interrompida (MWh) pela base de potência (MW), que corresponde ao pico de carga (L_p) do sistema, área, região, barramento, etc. Esse valor numérico é multiplicado por 60 para convertê-lo em minutos do sistema, como em (5) [24].

$$S = \frac{EENS}{L_p} \times 60 \quad (5)$$

Por ser um indicador normalizado, o índice de gravidade permite a comparação de sistemas de diferentes tamanhos e naturezas e, portanto, sua importância. É também um indicador muito flexível, pois pode ser avaliado para diferentes agregações espaciais e temporais.

A Tabela I mostra a classificação de confiabilidade do sistema elétrico brasileiro para vários níveis de gravidade, adotada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) [25].

TABELA I
CLASSIFICAÇÃO SEVERIDADE [29]

Classificação	Severidade (S/min)	Condição	Comentário
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Condição operativa de baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Condição operativa de baixo risco
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Condição operativa de risco médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério impacto para vários agentes consumidores Grande impacto
Grau 4	$1000 \leq S$	Muito grave	para muitos agentes e consumidores, colapso do sistema

Desta forma, nos estudos de confiabilidade do sistema, a principal preocupação é estimar a capacidade necessária para satisfazer a demanda, e que permita otimizar as ações de manutenção nas infraestruturas e equipamentos. A combinação de um modelo de um sistema com capacidade e carga adequado permite calcular diferentes índices e assim avaliar a confiabilidade do sistema.

Através de métodos probabilísticos, os índices traduzem a probabilidade e a severidade de possíveis avarias, falhas e acidentes que podem acontecer no sistema.

III. METODOLOGIA

Transformadores de potência são dispositivos reparáveis. O equipamento que está operando em condições normais pode passar para outros estados. Entende-se como estados de um componente o conjunto de possíveis valores que seus parâmetros podem assumir. Esses parâmetros são chamados variáveis e descrevem a condição do componente. O espaço de estados é o conjunto de todos os estados que um componente pode apresentar, ou seja, cada estado representa uma condição

específica em que o sistema pode ser encontrado em um determinado momento.

A análise do espaço de estados pode ser resolvida utilizando a técnica da cadeia de Markov, cuja técnica representa eventos dependentes e permite o cálculo da evolução temporal dos estados de um sistema desde que as probabilidades de transição entre estes estados permaneçam constantes. Para a análise de Markov, os estados do modelo devem representar as situações de funcionamento do sistema, desde sua operação até as situações em que o sistema deixar de operar. A sequência de falhas e reparos que podem ocorrer no sistema pode originar possíveis transições do sistema. Uma maneira de facilitar a resolução de um problema, usando cadeias de Markov, é através do diagrama de transição, que é uma representação gráfica da cadeia de Markov. Neste diagrama são visualizados os estados representados por “círculos”, as transições representadas por “setas” e as probabilidades de transição representadas por λ (taxas de falha) e μ (taxas de reparo).

Neste trabalho propõem-se um modelo de cinco estados para um transformador, como apresentado na Fig. 1. O estado de falha remove o equipamento da operação, enquanto que no estado de sobrecarga o equipamento ainda está funcionando, mas pode causar uma falha ou desligamento. Um estado de desligamento pode levar à manutenção. Todos os estados, dadas as taxas de reparo, podem levar ao estado inicial do transformador, o de operação normal.

Esse modelo de cinco estados para um transformador, pode ser reduzido a dois estados – operando e não operando (ON – OFF). O estado ON ou operando, contempla os estados “Operação Normal” e “Sobrecarga”, e o estado OFF ou não operando, inclui os estados “Falha”, “Desligamento” e “Manutenção”.

Para a definição dos parâmetros de taxas de falha e reparo uma série de dados deve ser observado por um período de tempo T .

A taxa de falha (λ_F) consiste na probabilidade de ocorrência de falha em um determinado intervalo de tempo, determinada por $\lambda_F = n_f/T_N$ (onde n_f é número de falhas, T_N é o tempo de operação normal do equipamento em operação observado em T).

A taxa de manutenção (λ_M) corresponde à manutenção programada, ou seja, a taxa a qual é realizada a manutenção no determinado equipamento, determinada por $\lambda_M = n_m/T_N$ (onde n_m é o número de manutenção programada durante T_N).

A taxa de sobrecarga (λ_S) apresenta a probabilidade de operação do equipamento acima de sua capacidade nominal em um determinado intervalo de tempo, determinada por $\lambda_S = n_s/T_N$ (onde n_s é o número de sobrecargas observadas durante T_N).

A taxa de desligamento (λ_D) que representa um desligamento involuntário, não forçado por falha, determinado por $\lambda_D = n_D/T_N$ (onde n_D é o número de desligamentos observados durante T_N).

A taxa de sobrecarga que ocasiona um desligamento (λ_{SD}) determinada por $\lambda_{SD} = n_{SD}/T_S$ (onde n_{SD} é o número de sobrecargas que ocasionaram um desligamento, T_S é o tempo de sobrecarga do equipamento observado durante T).

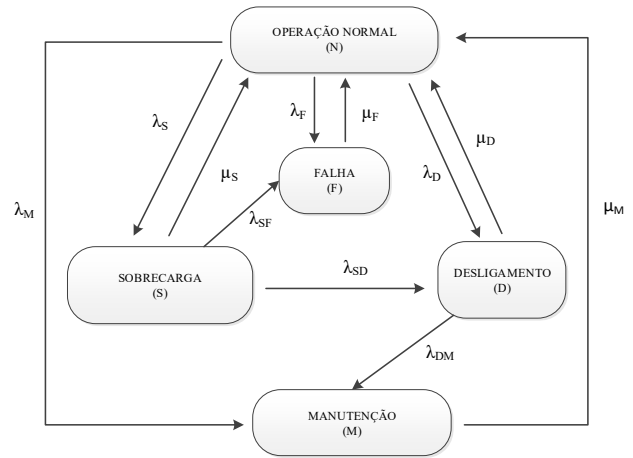


Fig. 1. Modelo de Confiabilidade do Transformador de Potência

A taxa de sobrecarga que ocasiona uma falha (λ_{SF}) determinada por $\lambda_{SF} = n_{SF}/T_S$ (onde n_{SF} é o número de sobrecargas que ocasionaram uma falha observadas durante T_S).

A taxa de desligamento que ocasiona uma manutenção (λ_{DM}) determinado por $\lambda_{DM} = n_{DM}/T_D$ (onde n_{DM} é o número de desligamentos que levaram a uma manutenção, T_D é o tempo do equipamento devido ao desligamento observado em T).

A taxa de reparo (μ_F) consiste no número de reparos de uma falha por tempo, determinado por $\mu_F = n_F/T_F$ (onde T_F é o período em que o equipamento permaneceu em reparo devido a falha observada durante T).

A taxa de saída de sobrecarga (μ_S) constitui o período que o equipamento levou para voltar ao estado de operação normal após a ocorrência da sobrecarga, determinada por $\mu_S = n_{SN}/T_S$ (onde n_{SN} é o número de retornos à operação normal após sobrecargas).

A taxa de reparo de desligamento (μ_D) compõe o restabelecimento da operação normal após a ocorrência de um desligamento, determinada por $\mu_D = n_{DN}/T_D$ (onde n_{DN} é o número de retornos à operação normal após desligamentos).

A taxa de reparo da manutenção (μ_M) compõem o restabelecimento da operação normal após realizadas manutenções programadas, determinada por $\mu_M = n_M/T_M$ (onde T_M é o tempo das manutenções programadas observado em T).

Conhecendo os estados e as taxas de transições da Fig. 1 calcula-se a probabilidade de o transformador estar em cada estado. A matriz de transições para o estudo é apresentada na Tabela II, considerando os Estados Operação Normal (N), Falha (F), Sobrecarga (S), Desligamento (D) e Manutenção (M).

TABELA II
MATRIZ DE TRANSIÇÃO DO DIAGRAMA DE ESTADOS DA FIG. 2

	N	F	S	D	M
N	$1-(\lambda_F + \lambda_S + \lambda_D + \lambda_M)$	λ_F	λ_S	λ_D	λ_M
F	μ_F	$1-(\mu_F)$	0	0	0
S	μ_S	λ_{SF}	$1-(\mu_S + \lambda_{SD})$	λ_{SD}	0
D	μ_D	0	0	$1-(\mu_D + \lambda_{DM})$	λ_{DM}
M	μ_M	0	0	0	$1-(\mu_M)$

Encontrando assim a probabilidade de o transformador estar em cada estado, sendo os valores de probabilidade obtidos para o modelo apresentado na Fig. 1, ilustra o impacto das taxas de falha na confiabilidade do transformador.

A. Modelo para o Cálculo dos Indicadores de Confiabilidade

Entende-se como taxa de sobrecarga a operação do equipamento acima de sua capacidade nominal, e no caso dos transformadores, na definição de sua capacidade nominal, e estabelecido uma temperatura máxima de operação e ao submeter o equipamento a sobrecarga, de qualquer magnitude, estará elevando a temperatura de operação, podendo causar degradação gradual ou brusca da isolação contribuindo para a redução da vida útil do equipamento.

Desta forma, a análise de sobrecarga será considerada para o cálculo dos indicadores de confiabilidade. Esses cálculos representam as estimativas numéricas das grandezas que serão quantificadas.

Conhecendo todas as taxas de transições descritas no subitem anterior para cada transformador, realiza-se o cálculo das probabilidades de cada estado da Fig. 1 usando a matriz de transição da Tabela II. Com as probabilidades de cada estado calculado, realiza-se a divisão dos estados em operando e não operando, para obtenção dos parâmetros de probabilidade de o grupo estar disponível (p) e a probabilidade de o grupo estar indisponível (q) para cada transformador dentro da Subestação considerada. Por fim, o cálculo dos indicadores LOLP, LOLE, EPNS, EENS e índice Severidade por subestação.

Após esse processo e análise dos resultados dos índices de confiabilidade por subestação e verificado um segundo cálculo, que considera o quanto a taxa de sobrecarga influencia nesses indicadores. Para isso, são utilizados os cálculos de probabilidade indisponível e disponível por transformador considerando um novo índice de perda de carga, ou seja, o quanto os outros transformadores da subestação influenciam no transformador analisado.

Com a nova taxa de sobrecarga, todas as probabilidades e indicadores de confiabilidade são recalculados. Assim, é obtida uma estimativa da capacidade de atender à demanda, permitindo otimizar as ações de manutenção de equipamentos utilizando a avaliação dos índices de confiabilidade e a gravidade das possíveis falhas do sistema.

IV. RESULTADOS

Nesta seção, são realizadas análises numéricas para o modelo de confiabilidade do transformador. Com estas análises, serão ilustrados os impactos na disponibilidade de variações do transformador nas taxas de falha.

O trabalho é desenvolvido através dos dados fornecidos da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, concessionária de serviços de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul, Brasil. A CEEE-GT é a responsável pela maioria das instalações que compõem a Rede Básica de Transmissão do Estado, viabilizando o transporte e suprimento de energia às Concessionárias de Distribuição que atuam no RS e ao Sistema Interligado Nacional [26].

Para a contextualização do método proposto, foi considerada, para estudo de caso, uma amostra de 25 unidades transformadoras (TR) da área de concessão da transmissão da CEEE-GT, rede básica 230 kV, distribuídas em 10 subestações (SE). As taxas de transições dos estados da Fig. 1 para os transformadores de potência são apresentados na Tabela III. Os dados são obtidos a partir da análise e classificação dos históricos de serviço da concessionária, onde os mesmos foram classificados em [27] sendo e coletados em uma amostra de quinze anos (2001-2015).

O parâmetro de taxa de sobrecarga que ocasione uma falta (λ_{SF}) e o parâmetro taxa de desligamento que ocasione uma manutenção (λ_{DM}) não foram encontrados nos registros históricos, porém os mesmos tornam-se importante para nossa

TABELA III
DADOS DE CONFIABILIDADE DOS TRANSFORMADORES

SE	Equipamento	λ_F	λ_M	λ_S falhas/ano	λ_D	λ_{SD}	μ	μ_M	μ_S	μ_D
		reparos/anos								
CIN	TR1	1.032864465	0.193643816	0.645470429	0.645452441	0.19363505	7108.535591	3801.426419	17415.98785	70216.53215
	TR2	1.678274624	0.064544859	1.097312385	0.064544681	0.064544669	24769.57837	19959.49367	22580.26745	138619.7802
GRA2	TR1	1.161839564	0.25818292	0.064544698	0.064544654	0.064544698	37651.59522	15439.90208	88212.58741	1401600
	TR2	0.710003068	0.516370488	0.580928868	0.129089826	0.151	42326.11249	20074.63696	12493.62826	31774.3073
PAL10	TR1	1.032750377	0.580913834	1.613752116	0.064544696	0.129089952	29654.70258	28175.07838	19168.49015	92075.91241
	TR2	0.451817172	0.129089975	0.258183265	0.286	0.151	44216.72509	24734.11765	14297.9881	825741.135
PAL13	TR1	1.097294541	0.258179863	1.484650123	0.451817878	0.193636854	33936.50894	52889.64204	17896.07698	38349.41224
	TR2	0.968204653	0.129089759	0.064544667	0.258178981	0.064544705	26865.82422	36457.80347	257436.7347	176117.2775
	TR1	0.774548979	0.193635364	1.11	0.129089943	0.151	45553.05447	26556.63158	27511.31069	25982.2863
PAL4	TR2	1.032738239	0.193635078	1.11	0.193633965	0.151	44761.67665	33312.67606	27511.31069	2874167.089
	TR3	0.968253603	0.258184117	0.129090687	0.286	0.151	11180.99628	12088.49989	12030.90129	825741.135
	TR4	1.161856053	0.258180468	1.93651336	0.129089596	0.193635434	25790.45888	35734.84419	21570.45144	56651.49701
	TR6	1.032748361	0.387273154	1.11	0.5163734	0.151	31415.73663	135718.1604	27511.31069	16465.24301
PAL6	TR1	2.130571673	0.451821252	1.742847406	0.451821299	0.258179808	7586.219339	23471.77033	21413.9453	23347.85253
	TR2	1.613705289	0.387276166	0.774558839	0.258179512	0.193634788	29250.55652	18154.56944	26049.35467	73339.53488
	TR4	0.645529555	0.322730135	1.484631183	0.258179231	0.32272837	5017.062403	15136.06911	21148.13033	106152.0337
	AT1	0.451816807	0.12908945	0.710009962	0.064544651	0.151	48015.66069	112128	26808.03709	8138322.604
PEL13	AT2	0.710001712	0.129089705	0.193636346	0.286	0.151	47765.37005	41290.99836	15663.57616	825741.135
	TR3	0.32272531	0.322740681	4.777297591	0.387269377	0.151	50660.24096	5976.689093	22968.59581	101820.2691
	TR2	1.678340265	0.387293052	0.193635757	0.064544654	0.151	15704.46487	5964.255319	21012.32649	1261440
QUI	TR5	1.032745991	0.129114953	1.032761575	0.193633965	0.064544652	33773.39978	649.7579067	22614.05042	2911015.385
	AT1	0.387274567	0.193635021	0.38727402	0.129089885	0.151	22512.3141	35080.60255	24525.7291	28559.2891
TAQ	AT2	0.387277042	0.193635951	1.678330086	0.193635212	0.064544884	16414.3136	6649.36254	16649.29184	29774.3509
	TR1	1.291139487	0.193635422	1.11	0.258179695	0.151	6762.312054	25518.00405	27511.31069	61062.04115
URU5	TR2	0.451824641	0.322744611	0.064545211	0.258179858	0.064544658	16891.59254	4876.826722	7437.735849	53113.26316

análise, sendo considerado uma sobrecarga que ocasione uma falta a cada 40 anos e 1 desligamento que ocasione manutenção a cada 20 anos, respectivamente.

Com os dados da Tabela III e o conhecimento do número de estados e suas taxas de transições calcula-se a probabilidade de o sistema estar em cada estado, a partir dos cálculos apresentados na sessão II e da matriz de transição do diagrama de estado da Tabela II. Vale ressaltar também que conhecendo-se o estado atual pode-se determinar a chance de se atingir certo estado ou estimar o tempo para se atingir determinado estado (número de transições). A probabilidade de cada estado do transformador é apresentada na Tabela IV.

Analisando as probabilidades dos transformadores na Tabela IV, observa-se que o TR1 da subestação PAL6 apresenta um maior risco de falha de $28.073E-5$, consequência do maior número de falhas registrado no histórico. Se analisarmos os demais transformadores, os mesmos apresentam taxas de falha relativamente baixas, no entanto, é necessário analisar sua importância estrutural e carga conectada. Vale ressaltar novamente, que por serem equipamentos muito caros e com longa indisponibilidade deve-se buscar o aprimoramento da manutenção de seus componentes com a finalidade de aumento da vida útil e redução da taxa de falha do mesmo.

Dado que se conhece todas as taxas de transições e o cálculo das probabilidades de cada estado, realiza-se a divisão dos estados em operando e não operando, para obtenção dos parâmetros de probabilidade de o grupo estar disponível (p) e a probabilidade de o grupo estar indisponível (q) para o cálculo dos indicadores de confiabilidade por subestação.

Também é realizada a análise que considera o quanto a taxa de sobrecarga influencia nesses indicadores. Quando um transformador sai de operação, ele pode sobrecarregar os outros, aumentando o risco de falhas ou desligamentos do sistema. E para fim de comparação de resultados, consideramos utilizar o modelo que considera dois estados

TABELA IV
PROBABILIDADES DOS ESTADOS

SE	TR	Probabilidade ($\times 10^{-5}$)			
		F	M	D	S
CIN	TR1	14.52640	5.09275	0.919018	3.7052
	TR2	6.77473	0.32334	0.046559	0.3233
GRA2	TR1	3.08561	1.67208	0.004605	0.0731
	TR2	1.67730	2.57201	0.406254	4.6493
PAL10	TR1	3.48210	2.06151	0.070101	8.4175
	TR2	1.02179	0.52189	0.034634	1.8056
PAL13	TR1	3.23295	0.48808	1.178046	8.2947
	TR2	3.60370	0.35406	0.146588	0.0250
PAL4	TR1	1.70020	0.72909	0.496826	4.0343
	TR2	2.30703	0.58122	0.006736	4.0343
	TR3	8.65878	2.13552	0.034631	1.0728
	TR4	4.50434	0.72238	0.227863	8.9762
PAL6	TR6	3.28701	0.28532	3.135832	4.0342
	TR1	28.07353	1.92418	1.934483	8.1354
	TR2	5.51623	2.13298	0.352002	2.9730
PAL3	TR4	12.86385	2.13171	0.243183	7.0184
	AT1	0.94094	0.11512	0.000793	2.6483
	AT2	1.48639	0.31262	0.034634	1.2361
QUI	TR3	0.63687	5.39852	0.380273	20.7934
	TR2	10.68509	6.49239	0.005115	0.9213
TAQ	TR5	3.05703	19.86577	0.006650	4.5656
	AT1	1.72020	0.55194	0.451994	1.5789
URU5	AT2	2.35902	2.91169	0.650259	10.0788
	TR1	19.08854	0.75863	0.422722	4.0336
URU5	TR2	2.67456	6.61722	0.486041	0.8677

(falha-reparo), no qual a probabilidade de falha não é influenciada por sobrecargas.

Os resultados dos índices de confiabilidade (LOLE, EPNS, EENS e Severidade) são apresentados na Tabela V, onde observa-se uma diferença considerável entre os modelos 5 e 2 estados, com um aumento médio de 90% para indicador LOLE, 80% para EPNS e EENS e 85% para Severidade. As subestações GRA2 e TAQ alteraram o grau de severidade de um para dois comparando os modelos de 2 e 5 estados. Demonstrando que não considerar todas as causas possíveis que levam à operação anormal do transformador pode subestimar a confiabilidade do sistema.

TABELA V
ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

SE	Número de Estados	LOLE (horas/ano)	EPNS (kW/ano)	EENS (MWh/ano)	Severidade (Sist. Minuto)
CIN	2	1.86	9.586	83.97	41.98
	5	2.42	8.305	72.75	54.56
GRA2	2	0.41	4.715	41.30	9.38
	5	0.82	9.323	81.67	18.56
PAL10	2	0.39	2.203	19.30	10.88
	5	0.63	3.535	30.97	17.46
PAL13	2	0.59	2.051	17.96	13.47
	5	0.78	2.701	23.66	17.74
PAL4	2	0.28	0.868	7.60	2.01
	5	0.58	1.772	15.52	4.11
PAL6	2	4.07	14.247	124.84	43.33
	5	4.83	16.933	148.33	51.50
PEL3	2	0.26	1.015	8.89	2.76
	5	0.81	2.725	23.87	7.42
QUI	2	1.20	13.606	119.19	27.09
	5	3.51	39.713	347.89	79.06
TAQ	2	0.35	3.671	32.16	8.04
	5	0.75	7.780	68.15	17.03
URU5	2	1.90	10.838	94.94	42.89
	5	2.63	14.964	131.08	59.22

A subestação PAL6, que apresentou maior risco de falha na tabela IV, na Tabela V a mesma exibe a maior expectativa de perda de carga (4.83 horas/ano), mas a subestação com a maior expectativa de energia não suprida foi a QUI (347,89 MWh/ano). A severidade é ponderada pelo pico de carga da subestação e pode ter magnitude diferente de EENS, como CIN e GRA2.

Esta técnica está sendo implementada em um software de gerenciamento, que terá acesso ao banco de dados da empresa, e irá permitir gerar esses relatórios automaticamente e calcular os indicadores de confiabilidade do transformador.

V. CONCLUSÕES

Este artigo ilustrou o uso de um modelo de Markov de cinco estados para determinar as probabilidades de falha, manutenção, sobrecarga e desligamento dos transformadores de potência, bem como os impactos nos índices de confiabilidade como EENS e Severidade.

O modelo foi aplicado para avaliar o risco de uma empresa de transmissão do sul do Brasil (CEEE-GT), mostrando que os índices de confiabilidade podem ser significativamente aumentados devido a sobrecargas, apresentando uma diferença considerável, do modelo desenvolvido para os modelos utilizados na literatura que considera apenas dois estados (falha-reparo), um aumento médio de 90% no indicador LOLE. Ainda destacou duas subestações que apresentaram um aumento no índice de severidade. Apesar do número bruto de ocorrências de falhas e

sobrecargas registradas, uma análise estrutural é muito importante, pois a interrupção de um transformador pode sobrecarregar outros, aumentando o risco de falha.

É possível obter ganhos significativos usando essa metodologia para avaliar a segurança do sistema, bem como uma ferramenta de gerenciamento técnico e financeiro para priorizar melhor os investimentos em manutenção, reparos e monitoramento de transformadores.

Uma observação dos principais desafios para a implementação dessa metodologia é a realização de buscas em diversos registros da empresa, o que apresenta dificuldades, como a interpretação dos dados, processos de filtragem para localizar informações sobre as interrupções e falta de informações suficientes sobre os registros, entre outros. Isso destaca a necessidade de padronizar os dados de manutenção para gerenciar e desenvolver planos de manutenção, para facilitar os esforços de mineração de dados, proporcionando maior flexibilidade e consequentes melhorias no desempenho e disponibilidade operacional dos equipamentos.

ACKNOWLEDGMENT

Os autores agradecem à CEEE-GT pelo fomento e por disponibilizar os dados necessários. Agradecem também ao CNPq, CAPES e FAPERGS, por meio do programa PROEX, PRPGP/UFSM, INCT-GD, CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo 23038.000776/2017-54 e FAPERGS processo 17/2551-0000517-1.

REFERENCES

- [1] J. Cheng, J. Wang, X. Wu, e S. Wang, "An improved polynomial-based nonlinear variable importance measure and its application to degradation assessment for high-voltage transformer under imbalance data", *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 185, pp. 175–191, maio 2019.
- [2] A. Bossi, J. E. Dind, J. M. Frisson, U. Khoudiakov, H. F. Light, e E. Al., "An International Survey of Failures in Large Power Transformers in Service", *Final report of the CIGRE Working Group 12.05, Electra*, no 88, pp. 21–48, 1983.
- [3] W. G. A. I. N. 227 CIGRE, "Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers", no June, 2002.
- [4] J. Jagers e S. Tenbohlen, "Differences Approaches for the Acquisition of Reliability Statistics", *CIGRE 2009 Reg. Conf.*, pp. 1–7, 2009.
- [5] Weihui Fu, J. D. McCalley, e V. Vittal, "Risk assessment for transformer loading", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no 3, p. 346–353, 2001.
- [6] A. Koziolk e *et al.*, "Assessing survivability to support power grid investment decisions", *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 155, pp. 30–43, nov. 2016.
- [7] J. Endrenyi, G. J. Anders, e A. M. Leite da Silva, "Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability. An application [to power systems]", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no 2, pp. 576–583, maio 1998.
- [8] J. Endrenyi *et al.*, "The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no 4, pp. 638–646, 2001.
- [9] B. Tombuyses, "Automatic construction of Markov transition matrices under state and functional dependences", *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 64, no 1, pp. 49–58, abr. 1999.
- [10] H. Guo e X. Yang, "Automatic creation of Markov models for reliability assessment of safety instrumented systems", *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 93, no 6, pp. 829–837, jun. 2008.
- [11] M. Šnipas, V. Radziukynas, e E. Valakevičius, "Modeling reliability of power systems substations by using stochastic automata networks", *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 157, pp. 13–22, jan. 2017.
- [12] Z. Liang e A. Parlikad, "A Markovian model for power transformer maintenance", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 99, no November

2017, p. 175–182, jul. 2018.

- [13] A. Koksals e A. Ozdemir, "Improved transformer maintenance plan for reliability centred asset management of power transmission system", *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no 8, pp. 1976–1983, maio 2016.
- [14] A. Ferreira Brandao, "Reliability Reduction in Electrical Installations Due to Equipment Overload", *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 6, no 1, pp. 74–80, mar. 2008.
- [15] G. Gambirasio, "Computation of Loss-of-Load Probability", *IEEE Trans. Reliab.*, vol. R-25, no 1, pp. 54–55, abr. 1976.
- [16] R. Billinton e R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1996.
- [17] A. Ehsani, A. M. Ranjbar, A. Jafari, e M. Fotuhi-Firuzabad, "Reliability evaluation of deregulated electric power systems for planning applications", *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 93, no 10, pp. 1473–1484, out. 2008.
- [18] T. A. M. Sharaf e G. J. Berg, "Loadability in Composite Generation/Transmission Power-System Reliability Evaluation", *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 42, no 3, pp. 393–400, 1993.
- [19] R. Billinton e R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*. Boston, MA: Springer US, 1992.
- [20] T. M. Welte, "Using State Diagrams for Modeling Maintenance of Deteriorating Systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no 1, pp. 58–66, fev. 2009.
- [21] W. Ching e M. K. Ng, *Markov Chains: Models, Algorithms and Applications*, vol. 83. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2006.
- [22] C. Feng, H. Zhang, S. Yan, Y. Fu, e X. Bao, "Reliability evaluation for distribution system based on probabilistic model checking", in *2017 Second International Conference on Reliability Systems Engineering (ICRSE)*, 2017, no Icrse, pp. 1–6.
- [23] M. Čepin, "Evaluation of the power system reliability if a nuclear power plant is replaced with wind power plants", *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 185, pp. 455–464, maio 2019.
- [24] A. W. Schneider *et al.*, "Bulk system reliability-measurement and indices", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no 3, pp. 829–835, 1989.
- [25] ONS, "Operador Nacional do Sistema - Diretrizes e critérios para estudos elétricos - Submódulo 23.3". Rev. 2018.08, pp. 112, 2018.
- [26] CEEE, "A CEEE Geração e Transmissão", 2017. [Online]. Available at: <http://www.cee.com.br/pportal/cee/Component/Controller.aspx?CC=12457>. [Acessado: 30-maio-2017].
- [27] S. C. Freitag, "Analysis of Failure Modes and Effects Applied to Power Transformers", Federal University of Santa Maria, 2017.



Suelen Freitag was born in Três Passos, Rio Grande do Sul, Brazil in 1992. She received the B.S. degree in electrical engineering from the Regional University of Northwestern Rio Grande do Sul, RS, Brazil, in 2014 and the M.S. degrees in electrical engineering from the University of Santa Maria, RS, Brazil, in 2017. She is currently a Ph.D. student at the University of Santa Maria. His research interests include reliability and operation of power systems.



Mauricio Sperandio (M'12) was born in Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brazil in 1979. He received the B.S. degree in electrical engineering from the University of Santa Maria, RS, Brazil, in 2001 and the M.S. and Ph.D. degrees in electrical engineering from the University of Santa Catarina, SC, Brazil, in 2002 and 2008. From 2009 to 2013, he was an associated professor with the Federal University of Pampa. Since 2013, he has been an associated professor with the Electromechanical and Power Systems Department, at the Federal University of Santa Maria. His research interests include power systems planning and operation.