

Avaliação da vida útil de um transformador da subestação de uma usina eólica: Um estudo de caso no nordeste brasileiro

Matheus Marini * Bruno Randazzo Baroni *

* Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, MG, (e-mail: matheus.marini@aluno.ufop.edu.br).

Abstract: This article performs correlation analyzes between the aging of a transformer with forced ventilation of a northeastern wind farm in Brazil with the variation of wind speed. The main objective is to verify if the power oscillation existing in the wind farms accelerates the degradation of the transformer, thus identifying a factor of correct dimensioning of the transformers, preventing high maintenance and operation costs of the companies that generate this type of energy. Such verification's are carried out using international standards with equivalence in the country, that consider apparent power and ambient temperature as the main factors for calculating aging. The results show that the temperature of the hottest point of the winding can reach approximately 130 degrees celsius, which reduces the lifespan of the transformer. In order for the transformer to operate for 35 years, this article concludes that the power of the substation transformer must be about 0.8 of the rated power of the wind farm.

Resumo: O presente artigo realiza análises de correlacionamento entre o envelhecimento de um transformador com ventilação forçada de uma usina eólica do nordeste brasileiro com a variação da velocidade do vento. O objetivo principal é verificar se a oscilação de potência existente nos complexos eólicos acelera a degradação do transformador, identificando assim um fator de correto dimensionamento dos transformadores, prevenindo, altos custos de manutenção e operação das empresas geradoras deste tipo de energia. Tais verificações são realizadas utilizando normas internacionais com equivalência no país, que consideram a potência aparente e a temperatura ambiente como principais fatores para o calcula do envelhecimento. Os resultados mostram que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento pode chegar a aproximadamente 130 °C o que reduz a vida útil do transformador. Para que o transformador opere por 35 anos este artigo conclui que a potência do transformador da subestação deve ser aproximadamente 0,8 da potência nominal do parque eólico.

Keywords: Transformer Lifespan; Wind Energy; Transformer sizing;

Palavras-chaves: Vida útil de transformador; Energia Eólica; Dimensionamento de transformador;

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é de grande importância para diversos setores da economia, sendo também um dos indicadores de desenvolvimento da população mundial. Segundo Neto et al. (2016), o consumo é outro fator importante para o crescimento econômico de um país. O estudo de Bardelin (2004), mostra que o crescimento do consumo de energia no Brasil é contínuo, entretanto a matriz de geração não tem conseguido acompanhar esse crescimento. Fato visto durante as crises de racionamento de energia em 2001-2002, que afetou 24% da população Brasileira e repetiu-se no último ano. Quando se olha para a tendência global, vê-se que não basta apenas expandir a matriz de geração, é preciso diversificá-la também. Uma das possibilidades para a diversificação é o uso da energia eólica. Uma fonte considerada limpa e que está em expansão em grande parte do mundo. Em 2015, ONU (2016), aconselhou aos países membros uma nova agenda de desenvolvimento sustentável para os próximos 15 anos, chamada Agenda 2030,

composta por 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Nesta agenda o objetivo 7 “Energia Limpa e Sustentável” estabelece na meta 7.2 “garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos”. No Brasil a meta foi adequada para a realidade nacional, pois a participação de energias renováveis na matriz energética nacional é bastante elevada - 41,2%, em 2015 de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2016), quando comparada a outros países. Segundo o IPEA, em 2012, o Brasil já ocupava a 12ª posição no ranking das nações que menos emitem gases de efeito estufa em virtude da produção e uso de energia renovável. O Instituto também destaca que a participação das energias renováveis no Brasil na geração elétrica é de 78%, sendo que no mundo é de apenas 22%, sendo o Brasil visto como país de vanguarda nesse quesito. Segundo a Associação Brasileira da Energia Eólica (ABE Eólica), a energia eólica hoje representa 10,3% da matriz elétrica brasileira, sendo a segunda maior fonte energética do país, ficando atrás apenas da hidrelétrica que representa 58,7% da matriz na-

cional. A popularidade da energia eólica cresceu de forma acelerada nos últimos 10 anos, em 2011 o Brasil produziu 1 GW, e atualmente está produzindo 18 GW. Esse crescimento acelerado justifica a necessidade da realização de pesquisas para averiguar como a vida útil dos transformadores impacta nos custos de viabilização da geração de energia eólica e consequentemente nos custos do sistema. No que tange aos custos do sistema eólico Metwally (2011), aponta que os transformadores de potência representam os ativos mais caros em uma subestação de geração. A redução de custos desses ativos tem sido de grande interesse de pesquisadores, pois a vida útil dos transformadores está relacionada a degradação do isolamento IEEE (2010) IEC (2018), e esta resulta da temperatura do ponto mais quente do enrolamento, da umidade, e do teor de oxigênio. A pesquisa de Zarei et al. (2019) destaca que às novas técnicas aplicadas a transformadores submersos em óleo, a umidade e o teor de oxigênio, deixaram de ser fatores significativos na degradação do isolamento, e o ponto mais quente do enrolamento já é o principal fator na vida útil dos transformadores. Na atualidade os transformadores são construídos e dimensionados de forma conservadora, para serem capazes de suportar condições de carga e temperatura extremas. Estes fatores estão diretamente relacionados à capacidade nominal e a degradação do isolamento, por afetarem diretamente a temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Em Lahoti (1981), tem-se que transformadores do tipo “dynamic transformer rating (DTR)” são capazes de suportar cargas acima da sua capacidade nominal por certo período de tempo, o que segundo Ward (2001), é de extrema importância por permitir que transformadores com potências nominais menores, possam ser utilizados, diminuindo assim os custos. Para a correta utilização de transformadores do tipo DTR é necessário o uso de modelos térmicos precisos, sendo os mais conhecidos os apresentados nas normas IEEE (2010) IEC (2018). Tais modelos utilizam dados medidos em campo, sendo ainda escassas as pesquisas acadêmicas relacionadas a esses modelos térmicos. A aplicação desses modelos térmicos para fontes de geração solar, não possui grande representatividade para usinas eólicas, uma vez que a geração de energia solar segue um ciclo bem definido de 24 horas, diferentemente das fontes eólicas, uma vez que a velocidade do vento é imprevisível. O estudo de Zarei et al. (2019), exemplifica como os modelos aplicados a usinas eólicas utilizam dados com intervalos de tempo superiores ao recomendado pelas normas. Nos estudos citados, houve ainda uma etapa de interpolação de dados para tender ao passo de tempo mínimo recomendado pelas normas, que corresponde a metade da constante de tempo do enrolamento do transformador. Para transformadores ONAF o intervalo mínimo deve ser 3,5 minutos. Os dados referentes à temperatura ambiente, utilizados por ambas as normas, são coletados de medidores que não estão presentes na mesma localidade dos transformadores, vindo de estações meteorológicas controladas por outras instituições que não sejam os agentes geradores, fato que pode causar divergências nos resultados obtidos e a fidedignidade dos resultados. Visando contribuir para a ampliação dos conhecimentos na área, o transformador utilizado para essa pesquisa é do tipo ONAF (Óleo Natural/Ar Forçado) IEC (2018), pois nesse tipo de transformador o acionamento da ventilação forçada aumenta a potência nominal do trans-

formador, buscando identificar as situações reais as quais um transformador está exposto. Em suma, o exposto revela lacunas na literatura para avaliar o envelhecimento dos transformadores, sendo necessárias pesquisas que utilizem dados que atendam às exigências da norma e que traduzam as reais condições às quais os transformadores são expostos. Desta forma, a seção 2 apresenta a metodologia utilizada para o cálculo do envelhecimento do transformador, a seção 3 apresenta os resultados, e finalmente as conclusões são discutidas na seção 4.

2. METODOLOGIA

Este trabalho busca avaliar o envelhecimento de um transformador da subestação de um parque eólico do nordeste brasileiro. O fluxograma exibido na figura 1 exemplifica os passos que serão realizados nesse trabalho: 1º Os dados de geração, temperatura ambiente e velocidade do vento são coletados em tempo real por meio de um sistema SCADA (“Supervisory Control and Data Acquisition”) Müller et al. (2017); 2º Os dados são tratados por uma rede neural do tipo LSTM; 3º Os modelos térmicos são aplicados de acordo com as normas 3.1º IEC (2018) e 3.2º IEEE (2010); 4º O envelhecimento do transformador é calculado de acordo com a norma IEC (2018); 5º O estudo tem como objetivo encontrar um coeficiente que relacione: 5.1º A potência nominal de um parque eólico com a perda de vida útil dos transformadores; 5.2º A perda de vida útil com a velocidade do vento, permitindo, assim, realizar o correto dimensionamento dos transformadores.

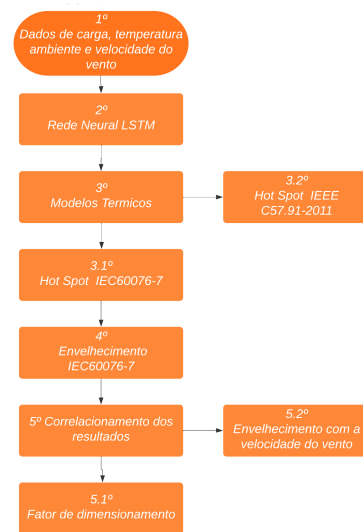


Figura 1. Fluxograma da metodologia.

2.1 Obtenção de dados através do sistema SCADA

A coleta de dados foi realizada em uma usina eólica de grande porte localizada no estado do Rio Grande do Norte. A usina possui 40 aerogeradores que juntos somam uma potência nominal de 124,183 MVA, ligados a um transformador com dois enrolamentos do tipo ONAF (Óleo natural/Ar forçado), com tensão de 34,5kV/230kV, ligados aos sistema de transmissão, o transformador possui potências nominais de acordo com os estágios da ventilação

forçada, os mesmo são controlados através de um PLC que é ativado nas condições apresentadas na tabela 1:

Tabela 1. Condições de ativação da ventilação forçada e suas potências nominais.

Estágios da ventilação forçada	Temperatura do óleo	Potência nominal
Sem ventilação	-	90 MVA
1º Estágio da ventilação	85°C	120 MVA
2º Estágio da ventilação	95°C	150 MVA

Os dados de entrada para os modelos térmicos IEEE (2010) IEC (2018), usados são coletados com intervalo de um minuto entre as gravações e foram tratados por meio de um sistema SCADA, obedecendo a norma IEC (2018), para que o passo de tempo (D_t), seja inferior a metade da constante de tempo (τ_w) do enrolamento. Os dados utilizados como entrada para os modelos térmicos são:

- Potência aplicada ao transformador, medida através de um TP (Transformador de Potencial);
- Temperatura ambiente e velocidade do vento, medida por meio de uma torre anemométrica, localizada dentro da subestação.

O sistema SCADA possui dados armazenados desde outubro de 2020, que foram utilizados para treinamento da Rede Neural, e o ano de referência para os modelos térmicos é o ano de 2021. É importante destacar que por mais seguros e bem-preparados que sejam os sistemas SCADA, eles podem apresentar momentos de instabilidades como descrito por Rodrigues (2018) e Strehl (2012). A instabilidade gera intervalos nos quais os dados não são armazenados corretamente, esses problemas geralmente são resolvidos rapidamente. No entanto, existem situações nas quais esses intervalos podem representar dias ou semanas. Tais situações ocorreram nos intervalos apresentados na tabela 2 e são considerados não representativos para a análise do estudo, pois são dados não confiáveis e que podem não representar a real situação pela qual o transformador passou:

Tabela 2. Intervalo sem dados representativos.

Início	Fim	Intervalo
10/07/2021	26/07/2021	17 dias
15/09/2021	22/09/2021	8 dias
16/09/2021	09/10/2021	14 dias
12/10/2021	14/10/2021	3 dias
12/11/2021	17/11/2021	6 dias

A fim de solucionar esse problema não seria recomendado usar algoritmos de interpolação, para preencher os intervalos faltantes, pois não representaria a real situação. Optou-se então, pelo uso da arquitetura de redes neurais recorrentes do tipo Long Short Term Memory (LSTM), Zhao et al. (2018), que apresentou resultados confiáveis para o preenchimento de intervalos.

2.2 Rede Neural Long Short-Term Memory

A inteligência artificial tem sido muito utilizada para predições de dados do tipo sequências temporais. Nas pesquisas de Muralikrishna et al. (2020) e Santos (2019), as Redes

Neurais Recorrentes (RNN – “Recurrent neural networks”) são utilizadas e apresentam resultados satisfatórios. As RNN “lembram de informações” isso acontece em virtude delas utilizarem *loops* em sua estrutura. A princípio, apesar das diferenças entre as redes neurais tradicionais e as RNN, estas últimas podem ser utilizadas como redes neurais tradicionais, uma em seguida da outra, sendo que cada etapa passa uma mensagem ao seu sucessor como demonstra a figura 2.

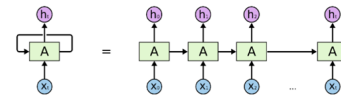


Figura 2. RNN x Rede tradicional. Fonte: Olah (2015).

Cabe destacar que para sequências de dados muito extensas, como no caso desta pesquisa, em que o intervalo de dados coletados foram de um ano, a utilização de RNN não seriam tão eficazes como já relatado por Junior (2019), dado que quanto maior a quantidade de dados, maior será a dificuldade da rede em conectar essas informações, esta situação é conhecida como gradiente de desaparecimento. As redes Long Short-Term Memory são um tipo especial de RNN desenvolvida Hochreiter and Schmidhuber (1997) e de acordo com Junior (2019) e Leite et al. (2021) superam o gradiente de desaparecimento. As diferenças entre LSTM e as RNN convencionais ocorrem em razão das LSTM não usarem neurônios, mas sim blocos de memória que são conectados em camadas. Os blocos de memórias são mais complexos e mais inteligentes que os neurônios tradicionais, como pode ser observado na figura 3.

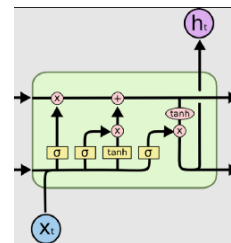


Figura 3. Diagrama de um bloco de memória LSTM. Fonte: Olah (2015).

2.3 Envelhecimento do transformadore

No cenário brasileiro o dimensionamento e o cálculo da vida útil de transformadores é regulamentada pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). A norma NBR5356-7 publicada em 2017, estabelece dois critérios que inviabilizam a utilização de transformadores imersos em óleo: o primeiro é que envelhecimento não pode ser superior a 150.000 horas e o segundo diz que o transformador deve ser substituído após 35 anos, independe de sua utilização. Tem-se então que do ponto de vista econômico o transformador deve ser dimensionado para atingir suas 150.000 horas o mais próximo de 35 anos possível. Para calcular o envelhecimento de transformadores submersos a óleo deve-se utilizar os métodos de classificação dinâmica. Lachman et al. (2003) define esses métodos da seguinte

forma “A carga máxima que o transformador pode sustentar aceitavelmente sob carga variável no tempo e/ou condição ambiental”. Isso implica que o cálculo do envelhecimento do transformador seja baseado em medições em tempo real. O estudos de Villacci et al. (2005), revelaram que o valor da temperatura do ponto mais quente “Hottest Spot Temperature”, é mais significativo nos métodos de classificação dinâmica. O cálculo dessa variável pode ser difícil e complexa como relatado nos trabalhos de Saha (2003) ; de Faria Jr et al. (2015). No estudo realizado por Baroni et al. (2021) foram apresentadas duas metodologias para calcular a temperatura “Hot Spot”, tais métodos estão presentes nas normais internacionais IEE C57.91-2011 (IEE-EEC57.91, 2012) e IEC60076-7 (IEC60076-7,2018), a segunda norma possui equivalência com a ABNT NBR5356-7, publicada em 2017. Tais modelos foram aplicados nesta pesquisa, pois apresentam uma validação industrial e acadêmica reconhecida internacionalmente. Vale ressaltar que ambas as normas apresentam metodologias distintas para o cálculo do “Hot Spot”, porém alguns desses métodos exigem informações que são medidas apenas em ambiente controlado, enquanto um transformador é construído, sendo então esses métodos aplicáveis apenas para indústrias. Nesta pesquisa os seguintes métodos foram adotados:

- (1) IEE C57.91-2011 (IEEE57.91, 2012)
 - (a) Clausula 7: Modelo topo do óleo
- (2) IEC60076-7 (IEC60076-7,2018)
 - (a) Método de variação contínua

A implementação destas metodologias como vemos em Villacci et al. (2005), exige que as seguintes considerações sejam feitas:

- (1) A temperatura do óleo aumenta linearmente de baixo para cima;
- (2) A diferença de temperatura entre o enrolamento e o óleo é constante ao longo do enrolamento;
- (3) A temperatura do óleo varia de acordo com a temperatura ambiente e a temperatura do enrolamento na mesma constante de tempo;
- (4) Apenas o envelhecimento do isolamento do enrolamento será um fator para o cálculo de perda de vida útil e expectativa de vida do transformador.

A consideração 4 é justificada através do anexo 4 da norma ABNT (2017) , onde é conceituado que a degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante é desconsiderada se o teor de agua presente no papel isolante foi inferior a 1,5% da massa total do papel isolante, fato esse que ocorre no transformador estudado nesse artigo.

Modelo Topo do Óleo (Cláusula 7 - IEEE C57.91-2011)

Este método é o mais simples dos apresentados neste trabalho, pois trata-se de um modelo matemático contínuo e não requer métodos iterativos. Nas equações 1, 2, 3, 4 e 5 tem-se como é calculada a temperatura “Hot Spot” neste método e na tabela 3 tem se as descrições das variáveis desse método.

$$\theta_H = \theta_a + \Delta\theta_H + \Delta\theta_{TO} \quad (1)$$

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,u} - \Delta\theta_{TO,i}) * \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \quad (2)$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{k_U^2 R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (3)$$

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,u} - \Delta\theta_{H,i}) * \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_w}}\right) + \Delta\theta_{H,i} \quad (4)$$

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} k_U^2 m \quad (5)$$

Tabela 3. Variáveis do modelo topo do óleo - IEEE C57.91-2011.

Variavel	Descrição
θ_H	Temperatura no Hot Spot
θ_a	Temperatura Ambiente
$\Delta\theta_H$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo
$\Delta\theta_{TO}$	Varição da temperatura no topo do óleo
$\Delta\theta_{TO,u}$	Temperatura no topo do óleo final
$\Delta\theta_{TO,i}$	Temperatura no topo do óleo inicial
t	Passo do tempo
τ_{TO}	Constante de tempo do óleo
$\Delta\theta_{TO,R}$	Elevação da temperatura no topo do óleo em carga nominal
k_U	Carga aplicada final
R	Relação entre perdas em carga e a vazio
$\Delta\theta_{H,u}$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo final
$\Delta\theta_{H,i}$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo inicial
τ_w	Constante de tempo do enrolamento
$\Delta\theta_{H,R}$	Elevação da temperatura "hot spot" do enrolamento em carga nominal

A cada variação de carga no transformador as variáveis são calculadas novamente seguindo os passos:

- (1) Temperatura final no topo do óleo para a nova carga
- (2) Variação de temperatura no topo do óleo
- (3) Temperatura final do “hot spot” do enrolamento
- (4) Variação de temperatura do “hot spot” do enrolamento

Vale destacar que para cada variação de carga, a temperatura final no topo do óleo e a temperatura final do “hot spot” do enrolamento da etapa anterior é usada como condição inicial para a próxima variação.

Método de variação contínua - IEC60076-7

Este método se baseia em um diagrama simplificado da distribuição de temperatura no interior de um transformador. As variáveis básicas consideradas são: a) temperatura ambiente; b) fator de carga; c) parâmetros do transformador. O método utiliza equações diferenciais que estão presentes no diagrama de blocos da figura 4. As equações 6 e 7 mostram como é calculada a temperatura “Hot Spot” e a tabela 4 apresenta as descrições das variáveis desse método.

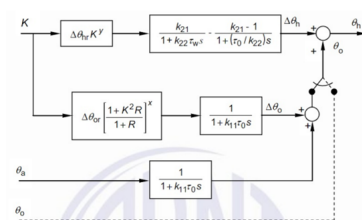


Figura 4. Diagrama de blocos do método da variação contínua. Fonte ABNT (2017).

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} + \Delta\theta_{h(n)} \quad (6)$$

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} + (\Delta\theta_{h1(n)} - \Delta\theta_{h2(n)}) \quad (7)$$

Tabela 4. Variáveis do modelo de variação contínua - IEC60076-7.

Variável	Descrição
$\theta_{h(n)}$	Temperatura Hot Spot
$\theta_{o(n)}$	Temperatura no topo do óleo
$\Delta\theta_{h(n)}$	Diferença entre Hot Spot e a temperatura no topo do óleo
$\Delta\theta_{h1(n)}$	Temperatura Hot Spot no termo 1
$\Delta\theta_{h2(n)}$	Temperatura Hot Spot no termo 2

Para cada variação na carga aplicada ao transformador as variáveis são calculadas novamente seguindo estes passos:

- (1) Temperatura final no topo do óleo para a nova carga
- (2) Variação de temperatura “Hot Spot” no termo 1
- (3) Variação de temperatura “Hot Spot” no termo 2

Constantes aplicadas aos modelos para o transformador analisado

Para que seja possível realizar os cálculos dos modelos apresentados, algumas constantes devem ser definidas, de acordo com o transformador analisado. Em Mousavi Agah (2011) e Abyaneh (2011) foram utilizados valores ideais que também foram aplicados aqui. Existem ainda, outros valores que são recomendados de acordo com a norma IEEE (2010) e IEC (2018) e o tipo de transformador. No presente estudo o transformador foi do tipo ONAF e foram considerados os valores fornecidos pelo fabricante do transformador e os valores de entrada de cada etapa do método. Na tabela 5 estão descritos os parâmetros da norma IEC (2018) e na tabela 6 estão descritos os parâmetros da norma IEEE (2010):

Tabela 5. Parâmetros utilizados na norma - IEC60076-7.

Parâmetro	Descrição	Constante
τ_o	Constante de tempo do óleo	150 min
τ_w	Constante de tempo do enrolamento	7 min
D_t	Passo de tempo	1 min
k_{11}	Constante do modelo térmico	0,5
k_{21}	Constante do modelo térmico	2
k_{21}	Constante do modelo térmico	2
R	Relação entre perdas em carga e a vazios	8
x	Expoente do óleo	0,8
y	Expoente do enrolamento	1,3
$\Delta\theta_{hr}$	Diferença entre as temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo em carga nominal	35 K
$\Delta\theta_{or}$	Elevação de temperatura do topo do óleo em regime permanente nas perdas nominais	45 K

Tabela 6. Parâmetros utilizados na norma - IEEE C57.91-2011.

Parâmetro	Descrição	Constante
$\Delta\theta_{TO,R}$	Elevação da temperatura no topo do óleo, em carga nominal	45K
$\Delta\theta_{H,R}$	Elevação da temperatura “hot spot” do enrolamento, em carga nominal	35K
R	Relação entre perdas em carga e a vazios	8
τ_{TO}	Constante de tempo do óleo	2,5 horas
τ_w	Constante de tempo do enrolamento	0,116 horas
t	Passo de tempo	0,016 horas
m	Coefficiente de não linearidade	0,8
n	Coefficiente de não linearidade	0,9

Cálculo da perda de vida útil

Os modelos térmicos apresentados nas normas IEEE (2010) e IEC (2018), permitem calcular a temperatura “Hot Spot” para as cargas aplicadas ao longo de um intervalo de tempo. Como vemos em Villacci et al. (2005), esse é o fator mais relevante para calcular a degradação do isolamento térmico do enrolamento de transformadores imersos a óleo, cada norma apresenta também uma metodologia para calcular o valor de perda de vida útil.

IEE C57.91-2011

O cálculo da perda de vida útil para norma IEE C57.91-2011 estão descritas nas equações 8, 9 e 10, e na tabela 7 temos as descrições das suas variáveis.

$$F_{AA} = e^{\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273}} \quad (8)$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA} n * \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t} \quad (9)$$

$$LOL(\%) = \frac{F_{EQA} * t * 100}{Vida\ Útil\ do\ Isolamento} \quad (10)$$

Tabela 7. Variáveis de perda de vida útil da norma IEEE.

Variável	Descrição
θ_H	Temperatura Hot Spot
Δt_n	Passo do tempo
F_{AA}	Fator de aceleração do envelhecimento
F_{EQA}	Fator de envelhecimento equivalente
$LOL(\%)$	Perda de vida útil em porcentagem

IEC60076-7

O cálculo da perda de vida útil para norma IEC60076-7, seguem nas equações 11 e 12, e na tabela 8 temos as descrições das suas variáveis.

$$V(n) = e^{\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_h + 273}} \quad (11)$$

$$LOL_{(n)} = LOL_{(n-1)} + V_{(n)} * D_t \quad (12)$$

Tabela 8. Variáveis de perda de vida útil da norma IEC.

Variável	Descrição
V	Taxa de envelhecimento
θ_h	Temperatura Hot Spot
LOL	Envelhecimento

Para o cálculo desse valor a presente pesquisa propõe um coeficiente que relaciona a potência do parque eólico com a potência do transformador da subestação para que o transformador envelheça 150.000 horas em 35 anos, minimizando os custos de implantação, operação e manutenção.

3. RESULTADOS

Os resultados obtidos são apresentados de acordo com a seguinte ordem: primeiro são analisados os resultados obtidos pela rede neural LSTM, para o preenchimento de intervalos sem dados armazenados.; em seguida uma análise dos resultados obtidos pelos modelos térmicos é relacionada a velocidade do vento, e por último é apresentado o coeficiente de dimensionamento de transformadores para usinas eólicas.

3.1 Rede Neural LSTM

Para o treinamento da rede neural são utilizados dados a partir do mês de outubro de 2020 até a data dos intervalos da tabela 2. No modelo, sempre que o algoritmo preenche um intervalo de dados faltantes, ele continua seu aprendizado quando os dados retornam e novamente continua aprendendo até o próximo intervalo de dados faltantes. Como o maior intervalo de dados faltantes foi de 17 dias, para que não houvesse problemas de confiabilidade no cálculo do RMS, optou-se por realizar os testes de confiabilidade considerando os últimos 17 dias de dados disponíveis. As figuras 5, 6 e 7 mostram a comparação gráfica dos valores reais que foram coletados e dos obtidos pela predição. Nas figuras 5, 6 e 7 os gráficos na cor laranjas representam os valores gerados pelo algoritmo LSTM, enquanto os gráficos na cor azul representa os valores reais. Verifica-se que para a potência aparente e temperatura ambiente os formatos são muito similares, sendo que os valores gerados pela Rede Neural, praticamente sobrepõem os valores reais.

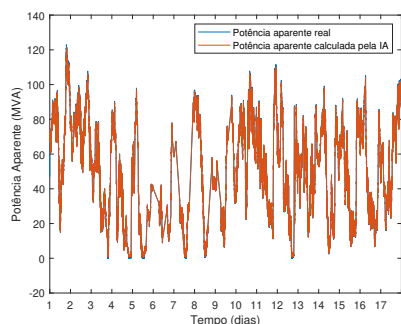


Figura 5. Dados reais x Predição da rede neural LSTM para potência aparente.

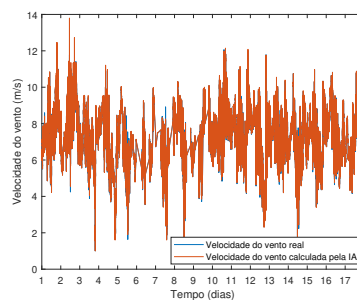


Figura 6. Dados reais x Predição da rede neural LSTM para velocidade do vento.

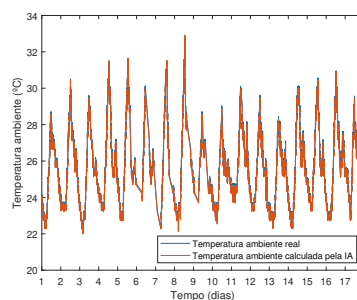


Figura 7. Dados reais x Predição da rede neural LSTM para temperatura ambiente.

A seguir vemos os RMSE para cada uma das informações:

$$\begin{aligned} RMSE_{Potencia\ Aparente} &= 1,89 \\ RMSE_{Velocidade\ do\ Vento} &= 0,85 \\ RMSE_{Temperatura\ Ambiente} &= 0,16 \end{aligned}$$

No que se refere a velocidade do vento tem-se que o RMSE é de 0,85, um valor considerado baixo. Importante destacar, que os gráficos têm uma diferença visual, isso ocorre pelo fato da variação da velocidade do vento ser muito pequena, fato que dificulta a predição de pontos acentuados nos gráficos.

3.2 Aplicação de Modelos Térmicos

A primeira etapa realizada para a aplicação dos modelos térmicos citados nas normas IEEE (2010) e IEC (2018), é o cálculo da carga aplicada ao transformador em p.u (por unidade). Esse dado é encontrado dividindo a potência aparente aplicada pela potência aparente nominal, fazendo com que se a potência aplicada for a mesma da nominal o resultado em p.u seja igual a 1. Para essa pesquisa foi analisado um transformador do tipo ONAF, que possui dois estágios de ventilação forçada que quando ativos alteram momentaneamente o valor da potência aparente nominal do transformador. Em seguida são aplicados os modelos térmicos apresentados nas normas IEC (2018) e IEEE (2010) e as temperaturas “Hot Spot” são calculados no intervalo de 1 minuto para cada interação. São escolhidos de forma aleatória três dias do ano, onde cada dia representa um estágio de ativação da ventilação forçada, representados nas figuras 8, 9 e 10, nelas foi identificado que a velocidade do vento é um fator que influencia na temperatura “Hot Spot”.

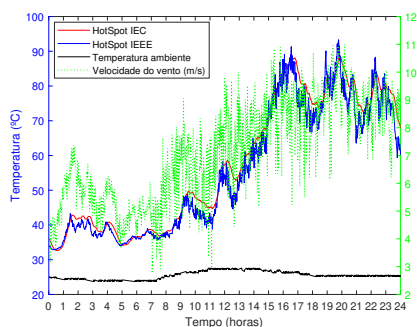


Figura 8. Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório sem ventilação forçada.

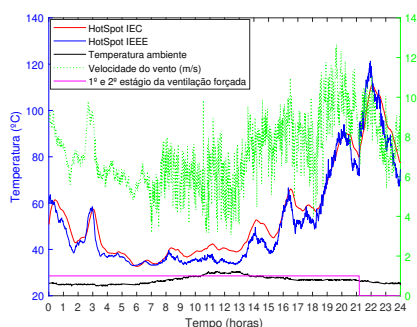


Figura 9. Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório com o 1º estágio de ventilação forçada.

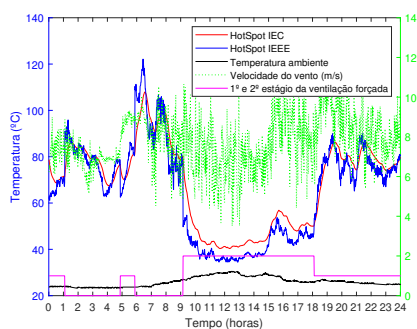


Figura 10. Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório com o 2º estágio de ventilação forçada.

Podemos ver através das figuras 9 e 10, que a ativação da ventilação forçada influencia drasticamente no comportamento da temperatura "Hot Spot", vemos através da figura 9, que as 21 horas quando o 1º estágio da ventilação é desativa ocorre um aumento imediato na temperatura. O oposto também é válido como demonstra a figura 10, quando o 2º estágio da ventilação forçada é ativada por volta das 9 horas. A figura 10, também apresenta temperaturas altas, para esse transformador próximas aos 130°C, porém de acordo com o subtópico 5.3 da norma ABNT (2017), em momentos de sobre carga como o apresentado na figura 10, a temperatura "Hot Spot" não deve ultrapassar os 140°C, evitando a geração de bolhas de gás, que

podem causar a redução da suportabilidade dielétrica do óleo. Com a aplicação das normas também são encontradas as seguintes variáveis FEQA, que representam o fator de aceleração do envelhecimento equivalente na norma IEEE (2010) e V representa a taxa de envelhecimento para papel termoestabilizado, na norma IEC (2018), ambas são utilizadas para calcular a vida útil do transformador. Neste estudo foi utilizada a vida útil da norma IEC (2018), por tratar melhor os picos de variação da velocidade do vento, e por ter correspondência com a norma ABNT (2017), como pode ser visto nas figuras 8, 9 e 10. Outro fator analisado foi a perda de vida útil (LOL - Loss of Life) da norma IEC (2018) em horas, cujo resultado é apresentado na figura 11.

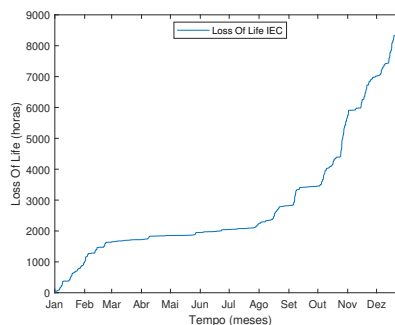


Figura 11. Perca de vida útil em horas IEC.

Através da equação 13, é possível calcular o envelhecimento do ano estudado 2021 em porcentagem.

$$LOL_{ano}(\%) = \frac{LOL_{ano} * 100}{150000} \quad (13)$$

Os dados do estudo mostram que o transformador perde 5,6174% da sua vida útil ao ano, o que faz com que ele atinja as 150.000 horas em 17,8 anos, fato que revela que esse transformador está subdimensionado para a sua aplicação. Um dos fatores que justifica a vida útil do transformador ser tão curta são as altas temperaturas encontradas como a figura 10 demonstra, pois quando a temperatura "Hot Spot" ultrapassa os 110°C. Temperatura cujo fator de envelhecimento é 1. Em temperaturas "Hot Spot" de 130 graus o fator de aceleração aumenta cerca de 10 vezes, como descrito na seção 5.2 da norma IEEE (2010), isso também é justificado pela natureza exponencial da equação 11. No intuito de encontrar a potência nominal que esse transformador deveria ter para durar 35 anos, foi utilizado um método iterativo, alterando as potências nominais do transformador e considerando um transformador de potência constante, ou seja desconsiderando os estágios de ventilação forçada, os valores desenvolvidos são para transformadores do tipo ONAN (Óleo natural/ Ar Natural) e ONAF (Óleo Natural, Ar Forçado), os resultados são exemplificados na tabela 9:

Tabela 9. Potência sugerida.

Tipo do transformador	Potência Sugerida	Fator de dimensionamento
ONAN	98,4 MVA	0,7923
ONAF	100 MVA	0,8052

Os valores encontrados na tabela 9 indicam que para o correto dimensionamento de um transformador, utilizado em uma usina eólica, para transformadores do tipo ONAN a potência nominal do transformador deve ser 0,8054 em relação a potência nominal dos parques eólicos e para transformadores do tipo OANF a potência nominal do transformador deve ser 0,7923 em relação a potência nominal dos parques eólicos, condizendo com os achados de Lahoti (1981) e Ward (2001), porém mensurando um valor o que não é feito nos estudos de Lahoti (1981) e Ward (2001).

4. CONCLUSÃO

O presente estudo identificou que com a aplicação das normas IEC (2018) e IEEE (2010) é possível inferir que a velocidade do vento pode ser um dos fatores determinísticos a ser considerado para o cálculo da vida útil de transformadores em uma planta eólica. No entanto, estudos como o aqui apresentado precisam ser aprofundados e também replicados para que os resultados obtidos possam ser consolidados ou refutados, pois os resultados obtidos são representativos apenas para a região estudada considerando os aspectos meteorológicos do Nordeste brasileiro. Ao considerar que o fator de dimensionamento de transformadores para plantas eólicas encontrado nesse estudo é diferente dos achados anteriores, pesquisas futuras que considerem apenas este fator são relevantes para o enriquecimento dos conhecimentos da área. Outrossim, os achados desta pesquisa permitem levantar a hipótese de que a variação da potência nominal do transformador causada pela ventilação forçada, deve ser melhor estudada

REFERÊNCIAS

- ABNT, N... (2017). Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante.
- Abyaneh, H.A. (2011). Distribution transformer loss-of-life reduction by increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(2), 1128–1136. doi:10.1109/TPWRD.2010.2094210.
- Bardelin, C.E.A. (2004). *Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica*. Ph.D. thesis, Universidade de São Paulo.
- Baroni, B.R. et al. (2021). Impacto da geração fotovoltaica nas receitas da distribuidora considerando a vida útil dos transformadores.
- de Faria Jr, H., Costa, J.G.S., and Olivas, J.L.M. (2015). A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis. *Renewable and sustainable energy reviews*, 46, 201–209.
- de Pesquisa Energética – EPE, E. (2016). Balanço energético nacional de 2016. URL <http://www-cs-faculty.stanford.edu/~uno/abcde.html>.
- Hochreiter, S. and Schmidhuber, J. (1997). Long short-term memory. *Neural computation*, 9(8), 1735–1780.
- IEC (2018). Power transformers - part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers.
- IEEE (2010). Ieee standard for general requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers. *ieee std c57.12.00-2010* (revision of *ieee std c57.12.00-2006*).
- Junior, J.R.F. (2019). Redes neurais recorrentes — lstm. URL <https://medium.com/@web2ajax/redes-neurais-recorrentes-lstm-b90b720dc3f6>.
- Lachman, M., Griffin, P., Walter, W., and Wilson, A. (2003). Real-time dynamic loading and thermal diagnostic of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(1), 142–148. doi:10.1109/TPWRD.2002.803724.
- Lahoti, B. (1981). Evaluation of transformer loading above nameplate rating. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (4), 1989–1998.
- Leite, S.J.O., Elétrica, E., de Oliveira, R.C.L., and de Campos, L.M.L. (2021). Predição de séries temporais da covid19: uma avaliação de redes neurais com células lstm.
- Metwally, I.A. (2011). Failures, monitoring and new trends of power transformers. *IEEE potentials*, 30(3), 36–43.
- Mousavi Agah, S.M. (2011). Quantification of the distribution transformer life extension value of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(3), 1820–1828. doi:10.1109/TPWRD.2011.2115257.
- Müller, M.L. et al. (2017). Sistema supervisorio e aquisição de dados de uma usina de geração fotovoltaica.
- Muralikrishna, A., Vieira, L.E., dos Santos, R.D., and Almeida, A.P. (2020). Total solar irradiance forecasting with keras recurrent neural networks. In *International Conference on Computational Science and Its Applications*, 255–269. Springer.
- Neto, A.B.F., Corrêa, W.L.R., and Perobelli, F.S. (2016). Consumo de energia e crescimento econômico: uma análise do brasil no período 1970-2009. *Análise Econômica*, 34(65).
- Olah, C. (2015). Understanding lstm networks.
- Rodrigues, L.M.M. (2018). Atualização automática de sistemas scada em produção.
- Saha, T.K. (2003). Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation*, 10(5), 903–917.
- Santos, G. (2019). *Uma aplicação de redes neurais recorrentes do tipo LSTM à previsão dos preços de curto prazo do mercado de energia elétrica brasileiro*. Ph.D. thesis.
- Strehl, L.C. (2012). Prospecção de tecnologias para aumentar a segurança em sistemas scada.
- Unidas, N. (2016). 17 objetivos para transformar o mundo. URL <https://nacoesunidas.org/pos2015/>.
- Villacci, D., Bontempi, G., Vaccaro, A., and Birattari, M. (2005). The role of learning methods in the dynamic assessment of power components loading capability. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 52(1), 280–290. doi:10.1109/TIE.2004.841072.
- Ward, B.H. (2001). A survey of new techniques in insulation monitoring of power transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 17(3), 16–23.
- Zarei, T., Morozovska, K., Laneryd, T., Hilber, P., Wihlen, M., and Hansson, O. (2019). Reliability considerations and economic benefits of dynamic transformer rating for wind energy integration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 106, 598–606.
- Zhao, H., Sun, S., and Jin, B. (2018). Sequential fault diagnosis based on lstm neural network. *Ieee Access*, 6, 12929–12939.