

R4

**4^A
EDIÇÃO**

EM

REVISTA ELETRÔNICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ENGENHARIA MECÂNICA



CARTA DO EDITOR



A quarta edição do nosso periódico Revista Eletrônica de Engenharia Elétrica e Mecânica - R4EM está sendo lançada com 12 artigos publicados. Contamos também nesta edição, na seção Artigo Convidado, com o texto intitulado “A IMPORTÂNCIA DA PROTEÇÃO DA PROPRIEDADE INTELECTUAL”, do Prof. Dr. Fabrício José Nóbrega Cavalcante - Diretor do Núcleo de Inovação Tecnológica - NIT-UFERSA. O professor Fabrício foi convidado para contribuir conosco em virtude do significativo trabalho que ele está fazendo à frente do NIT, bem como seu esforço conjuntamente à gestão da Ufersa para a criação de um Parque Tecnológico em nossa Universidade.

Neste ano de 2021 conseguimos atingir metas importantes para o nosso periódico, que foram o registro ISSN, o DOI por artigo, inclusive para as edições anteriores e a ampliação do quadro do Conselho Editorial e de Revisores de nossa revista, contando principalmente com professores de outras Universidades. Além, é claro, de mantermos nossa periodicidade de duas edições por ano. Parece algo simples, mas somente quem trabalha na gestão e edição de um periódico científico, sabe os desafios que são atingir essas metas, principalmente manter a periodicidade de uma revista. Para o próximo ano será nosso objetivo a ampliação do número de artigos de autores de outras Instituições e a adoção do nosso periódico por parte de Programas de Pós-Graduação de outras Universidades além da Ufersa.

É importante sempre salientar as motivações deste periódico, que é ser um canal mais acessível aos alunos de graduação e pós-graduação para publicação de seus trabalhos científicos. Mas, principalmente, incentivar a realização de trabalhos de Trabalhos de Conclusão de Curso com atividades experimentais e/ou com simulações computacionais (e não somente revisões teóricas). Este periódico também é um espaço para artigos de Estudos de Caso que abordem soluções de problemas práticos no mercado e trabalho e artigos sobre Educação de Engenharia – todos nas áreas de Engenharia Elétrica ou Engenharia Mecânica.

Em tempo, registro aqui os agradecimentos da direção deste periódico aos alunos do PET Mecânica & Energia, que é a nossa equipe editorial - são os maiores responsáveis pela materialização deste auspicioso trabalho. E também os nossos agradecimentos aos todos os autores que publicaram conosco nesta edição e aos professores que colaboram na avaliação destes trabalhos.

Prof. Dr. Francisco Edson Nogueira Fraga
Diretor e Editor-Chefe da R4EM

ARTIGO CONVIDADO

A IMPORTÂNCIA DA PROTEÇÃO DA PROPRIEDADE INTELECTUAL

DR. FABRÍCIO JOSÉ NÓBREGA CAVALCANTE
PROFESSOR DO CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA UFERSA
DIRETOR DO NÚCLEO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA – NIT - UFERSA



A Inovação é essencial para o progresso e o desenvolvimento da sociedade moderna. Inovar é manter constante, a busca pelo conhecimento e sua transformação em benefício à sociedade. Deste modo, as invenções devem ser fomentadas para que a evolução e a aplicação do conhecimento sejam constantes e tenham aplicações reais em prol de um bem comum. Neste contexto, a Engenharia tem papel fundamental no processo, com a aplicação de conhecimentos técnicos, científicos ou empíricos, em busca de benefício e soluções de problemas diversos.

É compreendido que a invenção deve ter prospecção, e quando aplicada na sociedade efetivamente torna-se uma inovação. Desta forma, é importante o entendimento que a proteção da Propriedade Intelectual (PI) é um direito do inventor, sendo de fundamental importância para o reconhecimento e o incentivo no desenvolvimento das Inovações.

A Organização Mundial da Propriedade Intelectual (OMPI) define a PI como “a soma dos direitos relativos aos domínios da atividade humana e todos os outros direitos inerentes à atividade intelectual nos domínios industrial, científico, literário e artístico.” Assim, a propriedade intelectual nasce com a criação, resultante da atividade mental do ser humano tendo, o seu criador, o conjunto de direitos sobre sua criação. O sistema de proteção à propriedade intelectual visa estimular novas criações, garantindo aos autores e inventores, além do direito de ser reconhecido intelectualmente por sua obra, o direito de desfrutar dos proventos econômicos resultantes da reprodução e utilização de sua criação, impedindo terceiros não autorizados de explorá-las.

Atualmente, existem legislações específicas e acordos internacionais para a proteção da PI. Sem a existência de um sistema formal para essa proteção, não haveria garantias legais aos criadores sobre suas inovações, com destaque para a proteção das patentes, dos direitos autorais, das marcas, dos programas de computadores e dos desenhos industriais. Neste sentido, a Engenharia é uma grande fonte geradora de Inovações para a sociedade, sendo necessário o entendimento de que todo o estudo que envolva alguma inovação deverá ser protegido antes de sua publicação para domínio público. É necessário um avanço neste contexto e a proteção dos conhecimentos gerados deve ser fator estratégico para qualquer organização, nas mais variadas atividades, para que o inventor não tenha a perda dos direitos de exploração de sua inovação.

Países como China, EUA e Japão, vêm se destacando anualmente no ranking de depósito de patentes, sendo notória tal ligação entre a geração de Propriedade Intelectual e o desenvolvimento econômico do país. O Brasil tem um grande desafio no avanço da proteção do conhecimento gerado, principalmente pelas Instituições Científica, Tecnológica e de Inovação (ICT's) e por empresas, devendo alinhar em seu



planejamento estratégico, investimento para a geração e proteção de Propriedade Intelectual de forma prioritária para seus negócios. A “Inovação Aberta” é uma das melhores alternativas na ajuda dessa.

Uma das formas de avanço tecnológico está relacionada à Inovação Aberta, que acelera todo o processo dentro das organizações por expandir os limites com colaborações externas seguindo a tríplice hélice - Governo, Empresa e Universidade, com as articulações entre os atores. Verifica-se que os estudos e pesquisas realizados nas ICT's têm apresentado avanços e as parcerias devem fazer parte desse contexto devendo-se realizar a transferência de tecnologia tão necessária na elevação da Inovação numa sociedade.

Por fim, esse entendimento da geração e proteção do conhecimento é de fundamental importância quando direcionamos para as Engenharias, que trabalham constantemente aplicando o conhecimento na resolução de problemas técnicos e científicos. A geração e proteção da Propriedade Intelectual, em qualquer organização, é de fundamental importância e indispensável, para o desenvolvimento constante da humanidade, gerando invenções e inovações tão necessárias para um avanço tecnológico.



EDITORES-CHEFE

Dr. Francisco Edson Nogueira Fraga
Dr. Idalmir de Souza Queiroz Júnior

EDITORES-ADJUNTOS

Cláudio Gabriel Venceslau Vale
Gabriel Luiz Dantas Lopes Nogueira
Jeremy Michael Venâncio da Silva

EDITORIAÇÃO

Alexsandro Pinheiro de Moura
Estefanie Rayane Silva de Oliveira
Josivan Lopes de Morais Júnior

CONSELHO EDITORIAL

Dr. Adelson Menezes Lima (UFERSA/Campus Pau dos Ferros)
Dra. Adriana Nascimento Silva (UFERSA/Campus Caraúbas)
Dr. Adrian Aron Freitas de Moura (UFERSA/Campus Mossoró)
Dra. Ana Claudia de Melo Caldas Batista (UFERSA/Campus Caraúbas)
Dr. Carlos André Dias Bezerra (UFC)
MSc. Daniel Carlos de Carvalho Crisostomo (UFERSA/Campus Caraúbas)
MSc. Daniel Pablo Dantas Diógenes (UFERSA/Campus Mossoró)
MSc. Danilo de Souza (IFRN/Campus Mossoró)
Dr. Diego David Silva Diniz (UFERSA/Campus Caraúbas)
Dr. Ednardo Pereira da Rocha (UFERSA/Campus Mossoró)
Dra. Fabiana Karla de Oliveira M. Varella (UFERSA/Campus Mossoró)
Dr. Francisco Edson Nogueira Fraga (UFERSA/Campus Mossoró)
Dr. Francisco Ilson da Silva Junior (UFC)
MSc. Herick Talles Queiroz Lemos (IFPE/Campus Pesqueira)
Dr. Idalmir de Souza Queiroz Júnior (UFERSA/Campus Mossoró)
Dr. Isaac Barros Tavares da Silva (UFERSA/Campus Mossoró)
Dr. Kleiber Lima de Bessa (UFRN)
MSc. Maria Izabel da Silva Guerra (UFERSA/Campus Mossoró)
MSc. Romênia Gurgel Vieira (UFERSA/Campus Mossoró)
Dra. Synara Lucien de Lima Cavalcanti (UFRN)



Dr. Taciano Amaral Sorrentino (UFERSA/C&T Mossoró)

DESIGN EDITORIAL

Jessé Medeiros de Paiva Filho

APOIO

*Universidade Federal Rural do Semi-Árido
Av. Francisco Mota, 572. Bairro Costa e Silva, Mossoró-RN.*

EDITORA

EDUFERSA

*Av. Francisco Mota, 572. Bairro Costa e Silva. Mossoró-RN, UFERSA Campus Leste,
Centro de Convivência. E-mail: edufersa@ufersa.edu.br*

AUTOR CORPORATIVO

PET MECÂNICA E ENERGIA

*Programa de Educação Tutorial dos Cursos de Engenharia Mecânica e Engenharia Elétrica
Av. Francisco Mota, 572. Bairro Costa e Silva. Mossoró-RN, UFERSA Campus Leste / Centro
de Engenharias / Departamento de Engenharia e Tecnologia.
E-mail: r4em@ufersa.edu.br*



SUMÁRIO

Manutenção Preditiva: Análise de Vibração em Equipamentos Rotativos do Aerogerador	1
<i>Cleitson Barreto Santiago e Fabrício Nobrega Cavalcante.</i>	
Integração com SCADA para gestão de indicadores de manutenção em parques eólicos.....	15
<i>Lianderson Ribeiro e Fabrício Cavalcante e Zoroastro Vilar.</i>	
Modelagem de um acompanhamento estratégico de KPIs apoiado no Scrum: estudo aplicado a gestão da manutenção de atividades primarizadas em distribuidoras de energia elétrica	24
<i>Fabrício Cavalcante, José Ivan de Sá Júnior e André Pedro Fernandes Neto.</i>	
Geração Fotovoltaica no Ceará	38
<i>Ilane Caminha de Oliveira e Fabiana Karla de O. M. Varella Guerra.</i>	
Análise de falha de uma linha de eixo de transmissão pertencente a um descarregador de barcaças instalado no Terminal Salineiro de Areia Branca/RN.....	50
<i>Raniel Azevedo Pinheiro e Fabrício José Nóbrega Cavalcante.</i>	
Aplicação do Selo PROCEL EDIFICA: Estudo de caso realizado em uma instituição de ensino superior em Mossoró/RN	62
<i>Daniel C. C. Crisóstomo, José A. M. Neto, Arison M. Silva e Marcos C. V. Melo.</i>	
Sistemas Fotovoltaicos: Análise de Perdas por Mismatch.....	70
<i>Juliana Cristina Dantas, Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella Guerra e Vitória Caroline Carvalho do Nascimento.</i>	
Testes em Fibras Ópticas Utilizando o OTDR: Parâmetros de Configuração do Instrumento	81
<i>Flávio Fontoura Júnior.</i>	
Análise técnica sobre as características gerais dos parques eólicos do RN.....	93
<i>Gabriel Luiz D. L. Nogueira e Daniel Carlos de C. Crisóstomo.</i>	
Desenvolvimento, modelagem matemática e simulação de um braço robótico acionado por CLP.....	105
<i>Luiz José de Bessa Neto, Josias Guimarães Batista, Marcello Anderson F. B. Lima, Josileudo Rodrigues Leite e Antônio Neilton da Silva.</i>	
Algoritmos e Modelos do LDC e do OLTC: Uma Análise Comparativa para Estudos de Fluxo de Carga.....	116
<i>Adriano Aron Freitas de Moura, Adriano Araújo Gonçalves, João Frederico Souza de Paula, Ednardo Pereira da Rocha, Victor de Paula Brandão Aguiar e Ailson Pereira de Moura.</i>	
Monitoramento do desgaste da ferramenta de HSS no processo de torneamento através da potência consumida.....	126
<i>Diego Gomes de Assis e Ramsés Otto Cunha Lima.</i>	



Artigo

Manutenção preditiva: análise de vibração em equipamentos rotativos do aerogerador

Cleitson Barreto Santiago ^[1], Fabrício Nobrega Cavalcante ^[2]

^[1] Universidade Federal Rural do Semi-Árido; cleitsonsan@gmail.com

^[2] Universidade Federal Rural do Semi-Árido; fabriciocavalcante@ufersa.edu.br

Recebido: 13/05/2021;

Aceito: 21/08/2021;

Publicado: 06/12/2021;

Retirado: 25/03/2022.

**ARTIGO EXCLUÍDO EM 25/03/2022
A PEDIDO DOS AUTORES POR
QUESTÕES DE CONFIDENCIALIDADE**



Artigo

Integração com SCADA para gestão de indicadores de manutenção em parques eólicos

Lianderson Ribeiro ^[1], Fabrício Cavalcante ^[2] e Zoroastro Vilar ^[3]

^[1] UFERSA; lianderson_alves@yahoo.com.br

^[2] UFERSA; fabriciocavalcante@ufersa.edu.br

^[3] UFERSA; zoroastro@ufersa.edu.br

Recebido: 13/05/2021;

Aceito: 15/08/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: Atualmente, a gestão da manutenção possui um papel estratégico dentro da indústria. A crescente demanda pela alta disponibilidade e maior confiabilidade dos ativos, abre espaço para aplicação de técnicas e metodologias de Engenharia de Manutenção, visando identificar os principais empecilhos para cumprimento destes objetivos, baseados em Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade. Este artigo apresentará a aplicação do método de *Knowledge Discovery in Databases* – KDD, associado ao diagrama de Jack-Knife, para elencar os padrões de falhas numa usina eólica.

Palavras-chave: indicadores de performance; manutenção; processamento de dados; energia eólica.

Abstract: Nowadays, maintenance management has been assuming strategic place into industry. The growing demand by assets availability and better reliability, It's has given room to apply techniques and methodologies from maintenance engineering, looking for identify the main trammels for reaching the goals, based on reliability, manteinability and availability. This paper is gonna show the method Knowledge Discovery in Databases – KDD, together Jack-Knife diagram, to evaluate failure patterns in a wind farm.

Key-words: key performance indicators; maintenance; data processing; wind energy.

1. INTRODUÇÃO

Fronte ao cenário econômico e social global, as fontes de energia renovável têm conquistado cada vez mais espaço, seja para diversificação da matriz energética, substituição das usinas de combustível fóssil ou geração distribuída. Segundo o Balanço Energético Anual de 2019, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a fonte eólica apresentou 8,6% no atendimento da demanda interna do Brasil.

Com a crescente expansão e amadurecimento do segmento eólico, acrescenta-se a demanda para atingir altas valores de disponibilidade e maximização das receitas de venda de energia pelos agentes de geração. Neste cenário, a manutenção, associada aos métodos e modelos computacionais, se utiliza de ferramentas para prover as análises, disponibilidade e confiabilidade.

Neste trabalho, a partir do histórico de dados operacionais de eventos do sistema *Supervisory Control And Data Acquisition* – SCADA de um parque eólico, propõe-se utilizar uma técnica de análise e descobrimento de dados para a parti daí, fazer limpeza e transformação destes dados para em seguida aplicar as técnicas de Engenharia de Manutenção. Essas técnicas são capazes de identificar padrões de falhas e repetibilidade, de forma que seja possível categorizá-las em nível de prioridade. Não obstante, o acompanhamento contínuo desses índices são um fator chave para melhoria do desempenho da manutenção, pois além de evidenciarem quais componentes levam a uma baixa performance, é possível verificar a eficácia das ações sobre os problemas levantados.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta seção serão apresentados os principais métodos utilizados neste artigo, incluindo o processo KDD para descoberta e tratamento dos dados, bem como a aplicação dos principais indicadores de manutenção e apresentação do diagrama *Jack-Knife*.

O KDD pode ser definido como um processo não trivial de identificar, em dados, padrões válidos, novos, potencialmente úteis e ultimamente compreensíveis”, com o objetivo de evidenciar padrões que possam agregar valor ao negócio [2].

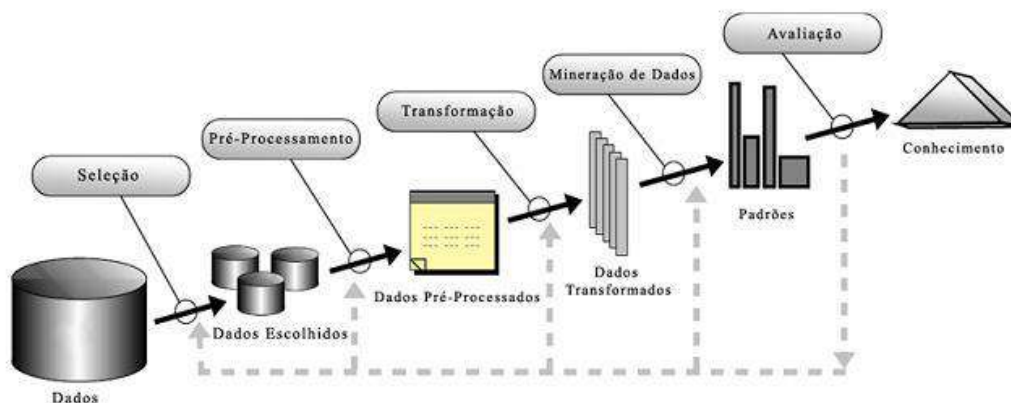


Figura 1: Visão geral do processo KDD. [2]

Na Figura 1 foi exposta o fluxograma geral do processo, que consiste nas seguintes etapas:

- Seleção – Consiste no entendimento dos dados;
- Pré processamento – Limpeza dos outliers e valores inconsistentes;
- Transformação – Modelagem dos dados;
- Mineração de dados – Modelagem dos dados e aplicação das técnicas de manutenção;
- Avaliação – Verificação da consistência dos resultados.

2.1 Base de dados

Os sistemas de SCADA atuais, em sua maioria, dispõem de protocolos nativos para acesso aos dados de processo, independentemente do segmento industrial. Na Figura 2, é apresentada a arquitetura de funções do SIMATIC WinCC da Siemens.

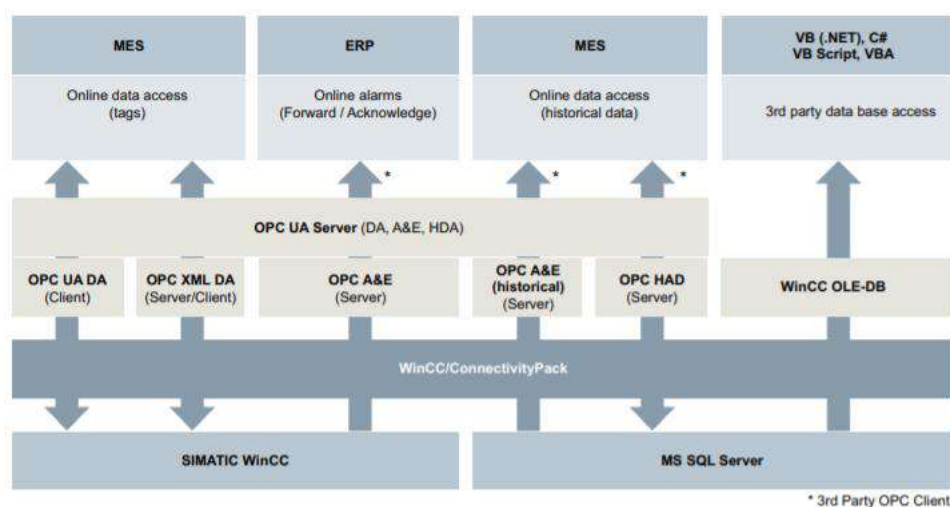


Figura 2: Arquitetura de funções do SCADA SIMATIC WinCC da Siemens. [9]

Comumente, cada usina eólica possui seu próprio sistema supervisor, caracterizando um conjunto de sistemas descentralizados. Para fins de controle e gerenciamento, optou-se por consolidar as diversas

informações, provenientes das diversas fontes, num banco de dados em nuvem, como exemplificado na Figura 3. E, a partir deste, são realizadas todas as demais etapas de tratamento, transformação e avaliação. De forma geral, os dados de processo – vazão, pressão, temperatura, rotação, potência, etc. – são gerados a nível dos Controladores Lógicos Programáveis – CLPs ou SCADA, dando origem aos alarmes e avisos sistêmicos, que indicam mal funcionamento do equipamento e/ou componente.

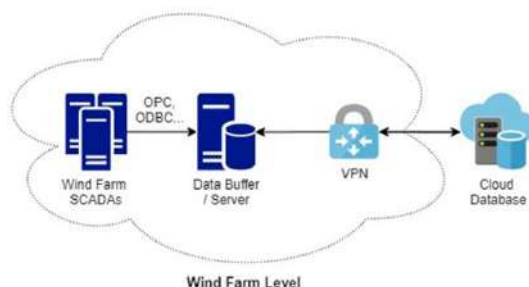


Figura 3: Topologia de rede para aquisição e consolidação dos dados de processo. (Autoria Própria)

2.2 Pré processamento e transformação dos dados

Geralmente, os alarmes das turbinas eólicas estão dispostos em formato de log, onde há vários alarmes simultâneos. Neste ponto, a limpeza do log de eventos é necessária, de tal sorte que, os alarmes relevantes para a próxima etapa seja apenas o evento raiz, ou mais provável, para aquela interrupção. Nesta etapa, o conhecimento do processo é de suma importância, pois desta forma os filtros aplicados serão mais eficientes e confiáveis. A etapa de preparação do banco de dados pode compreender até 80% dentro dos projetos de KDD [6].

Ainda, é necessário efetuar a parametrização e consolidação dos dados, de forma que seja possível se obter uma base de dados única para os diferentes fabricantes de turbinas eólicas. Como o objeto deste estudo são os eventos, ou comumente denominado alarmes, faz-se necessário utilizar a técnica de agrupamento dos registros, segregando-os em subsistemas, conforme ilustrado na Figura 4.

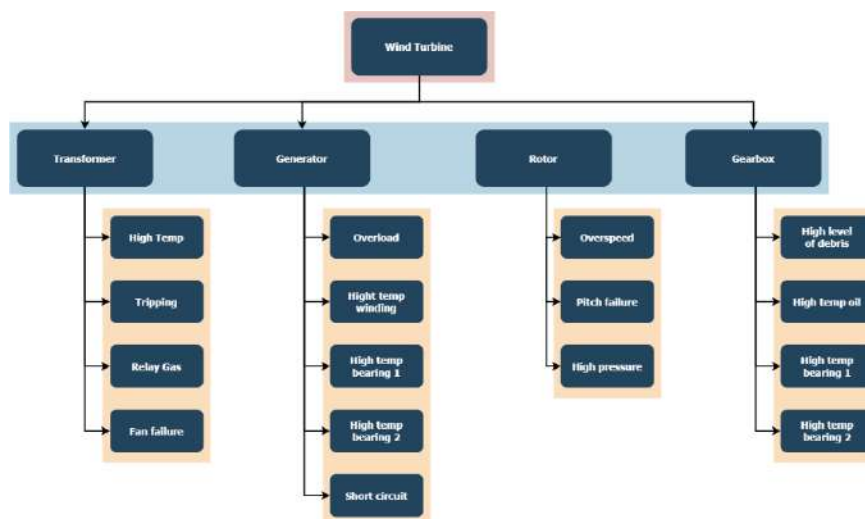


Figura 4: Exemplo resumido de uma árvore de falhas para turbina eólica. (Autoria Própria)

A hierarquização tem como objetivo agrupar as falhas e eventos de natureza similar. Nas próximas seções, será exposto em maiores detalhes a motivação desta categorização em grupos.

2.3 Mineração de dados

O *data mining* é o processo de descoberta de padrões interessantes e conhecimento a partir de grandes quantidades de dados. As fontes de dados podem incluir *databases*, *data warehouses*, *web*, outros repositórios de informações, ou dados que são transmitidos para o sistema dinamicamente [4].

Neste estudo, serão utilizados os modelos voltados para a gestão da manutenção, de forma que possamos obter de forma dinâmica uma avaliação, através de indicadores e técnicas, integrada aos dados de processo gerados pelo sistema SCADA.

2.3.1 Tempo Médio Entre Falhas

O tempo médio entre falhas, do inglês *Mean Time Between Failures* – MTBF, é definido pelo valor médio da distância de tempo entre falhas consecutivas, contabilizadas como a razão do tempo total observado pelo total de falhas, dada na Equação 1.

$$MTBF = \frac{T}{k} \quad (1)$$

Onde:

- MTBF = Tempo médio entre falhas;
- T = Período observado;
- k = Quantidade de falhas do período observado.

2.3.2 Taxa de Falhas

De forma análoga e inversa, a taxa de falhas λ , é definida como a razão entre o número total de falhas e o tempo acumulado total observado, Equação 2.

$$\lambda = \frac{k}{T} \quad (2)$$

Onde:

- λ = Taxa de falhas;
- T = Período observado;
- k = Quantidade de falhas do período observado.

2.3.2 Tempo Médio de Reparo

O tempo médio de reparo, *Mean Time To Repair* – MTTR, é a razão entre o tempo médio acumulado de manutenções corretivas e o número total de falhas observadas, conforme apresentado na Equação 3.

$$MTTR = \frac{M}{k} \quad (3)$$

Onde:

- MTTR = Tempo médio de reparo;
- M = Tempo medio acumulado de manutenções corretivas;
- k = Quantidade de falhas do período observado.

2.3.4 Diagrama *Jack-Knife*

O método *Jack-Knife* foi desenvolvido e aplicado primeiramente pelo Professor Dr. Peter Knights, em seu artigo *Downtime Priorities, Jack-Knife Diagrams, and the Business Cycle* [7]. O diagrama tem como objetivo categorizar as falhas por prioridade, levando em conta a quantidade e o tempo médio de reparo da natureza da falha, conforme ilustrado na Figura 5.

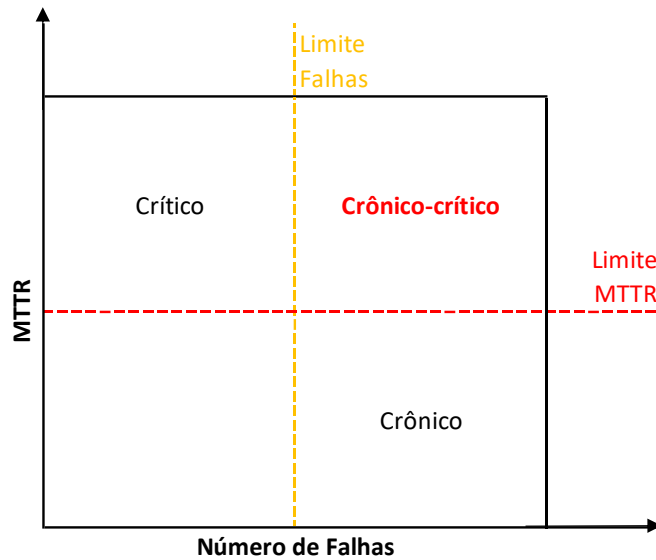


Figura 5: Exemplo do modelo de representação do diagrama *jack-knife*. (Autoria Própria)

A obtenção dos limites é obtida dinamicamente através do tamanho da amostra, a duração dos eventos e a natureza – eventos de códigos de falhas distintos – durante o período observado. O limite para falhas críticas é dado pela Equação 4:

$$Lim_{MTTR} = \frac{D}{k} \quad (4)$$

Onde:

- Lim_{MTTR} = Limite de falhas críticas do período observado;
- D = Tempo total não operativo;
- k = Quantidade de falhas do período observado.

E o limite para as falhas crônicas é dado pela Equação 5:

$$Lim_k = \frac{k}{Q} \quad (5)$$

Onde:

- Lim_{FALHAS} = Limite de falhas crônicas do período observado;
- Q = Quantidade de falhas por natureza;
- k = Quantidade total de falhas do período observado.

Para uma melhor visualização, recomenda-se a visualização em escala logarítmica de base 10, devido a característica hiperbólica das curvas para *downtimes* constantes, conforme apresentado na Equação 6.

$$\log_{10}(Downtime_i) = \log_{10}(k_i) \times \log_{10}(MTTR_i) \quad (6)$$

Onde:

- $Downtime_i$ = Tempo não operativo do i -ésimo evento;
- $MTTR_i$ = Tempo médio de reparo do i -ésimo evento;
- k_i = Quantidade de falhas do i -ésimo evento.

3. RESULTADOS

Para fins deste artigo, foi tomado como base os registros operacionais de falha do ano 2020 de um parque eólico, localizado no Rio Grande do Norte, contendo 10 aerogeradores. A turbina eólica foi segmentada nos seguintes subsistemas:

1. Sistema Hidráulico
2. Yaw
3. Controle
4. Gerador
5. Multiplicadora
6. Nacele
7. Rotor
8. Transformador
9. Conversor

Desta forma, é possível agrupar os indicadores por níveis e subníveis, observando quais os equipamentos e componentes apresentaram uma baixa confiabilidade durante o período observado.

3.1 Indicadores de manutenção

Os dados apresentados na Tabela 1 foram calculados a partir dos registros de falha. Outrossim, é possível observar que apesar dos Tempos Médios Entre Falhas de cada subcomponente ser bastante elevado, o resultado do conjunto é aquém ao esperado – em torno de 138 horas.

Subsistema	#Falhas	MTBF (horas)	λ	MTTR (horas)
Sistema Hidráulico	79	1111,90	8,99E-04	4,60
Yaw	12	7320,00	1,37E-04	4,72
Controle	78	1126,15	8,88E-04	3,48
Gerador	10	8784,00	1,14E-04	7,77
Multiplicadora	66	1330,91	7,51E-04	1,75
Nacele	290	302,90	3,30E-03	0,96
Rotor	48	1830,00	5,46E-04	23,82
Transformador	1	87840,00	1,14E-05	1,07
Conversor	49	1792,65	5,58E-04	5,19

Tabela 1: Indicadores de manutenção do parque eólico durante entre 1/1/20 e 31/12/20. (Autoria própria)

Realizando um *benchmarking* da Tabela 1 com o relatório de confiabilidade de subsistemas de turbinas eólicas, publicado pelo *National Renewable Energy Laboratory* – NREL [10], pode-se observar que os subsistemas com maior índice de falha são análogos.

Apesar disso, os indicadores de MTBF, MTTR e λ darem bastante informação da condição do ativo, ainda é insuficiente no sentido de tomada de decisão. É de suma importância mapear as falhas que ocasionam as maiores perdas numa planta eólica. Desta forma, utilizou-se a técnica conhecida como diagrama de *Jack-Knife* para categorização das falhas.

3.2 Aplicação do Jack-Knife

Na Tabela 2 são apresentados os resultados, crônicos e críticos, da aplicação do método para a população de dez turbinas do parque eólico. Além da visualização gráfica, é possível gerar um alerta sobre a atual condição das falhas.

Código	Descrição	Subsistema	Dt (horas)	MTTR (horas)	#Falhas	Status
733	Alta temperatura do óleo da caixa de engrenagens	Multiplicadora	44,08	0,76	58	Crônico
748	Sem detecção de velocidade TOG > 50% da velocidade	Controle	29,75	1,49	20	Crônico
767	Operação do sistema de pitch não está OK	Controle	100,63	6,71	15	Crônico-crítico
777	Erro de módulos de hardware	Controle	21,15	1,92	11	Crônico
792	Anemômetro em falha	Nacele	18,25	0,51	36	Crônico
1808	SSD de alto nível de vibração (choque)	Nacele	237,65	0,95	250	Crônico
4014	Can 3 Master Error	Hidráulico	110,78	3,08	36	Crônico
4016	Evolução de ataque incoerente	Rotor	51,48	2,57	20	Crônico
4029	Nível baixo de óleo de freio hidráulico	Hidráulico	103,82	7,42	14	Crônico-crítico
4031	Baixo nível de óleo hidráulico	Hidráulico	73,83	8,20	9	Crônico-crítico

Tabela 2: Falhas crônicas e críticas identificadas no parque eólico. (Autoria própria)

Após aplicação do método identificou-se três falhas crônico-críticas e crônicas que representaram, respectivamente, 10% e 20% da indisponibilidade anual do parque eólico.

Conforme mostrado por Knights [7], as falhas crônicas têm alta significância, pois geralmente são falhas sistêmicas e que possuem alta recorrência, levando a baixa confiabilidade do sistema. Falhas crônico-críticas, além da alta recorrência, possuem elevados tempos de reparo, que interferem diretamente com a manutenibilidade e disponibilidade do sistema.

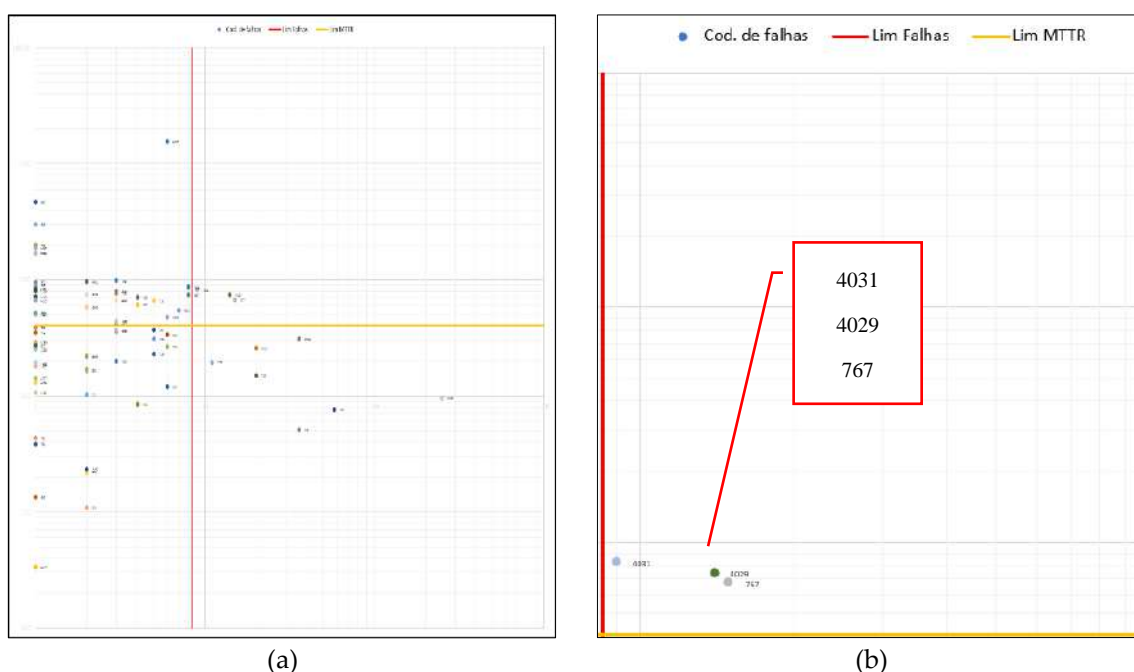


Figura 6: Diagrama de *Jack Knife* aplicado a frota de 10 aerogeradores. Onde (a) apresenta todas os quadrantes / falhas e (b) apenas o quadrante com as falhas crônico-críticas. (Autoria Própria)

Na Figura 6 (a) é possível observar a distribuição de todos os registros de falhas, bem como a classificação de cada falha dentro de seus respectivos quadrantes, definido pelos limites de falhas críticas e crônicas. Para o período e população estudado, os limites de falha crítica e crônica são, respectivamente, 8,44 e 4,05.

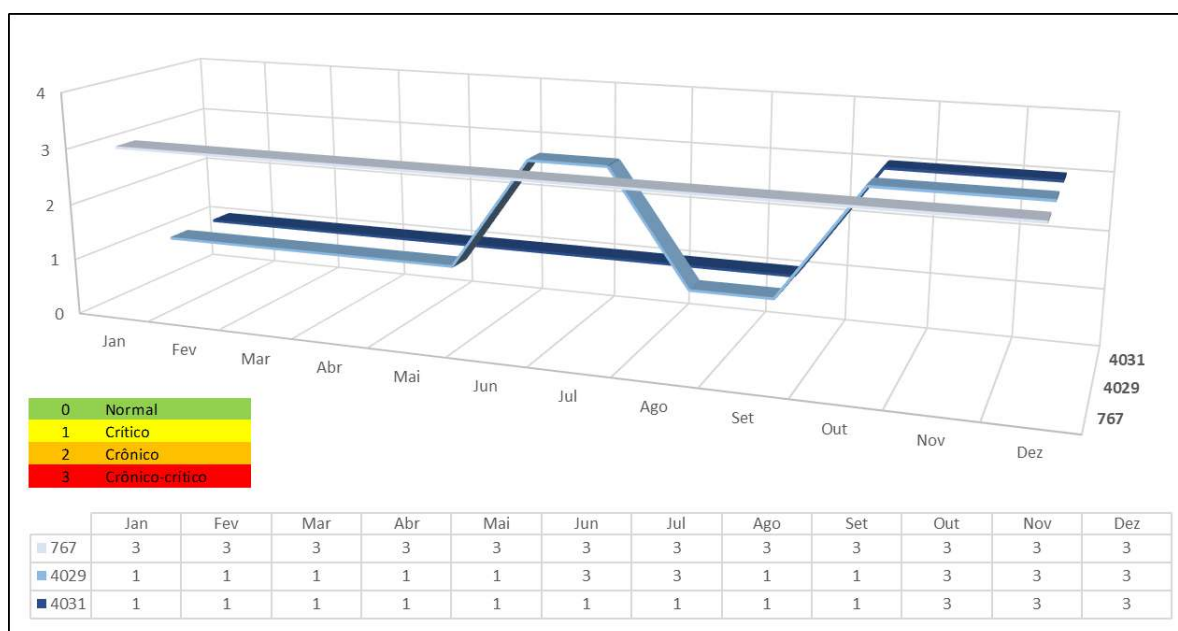


Figura 7: Tendência anual das falhas crônico-críticas de código 767, 4029 e 4031. (Autoria Própria)

Outrossim, conforme proposto por Seecharan [12], verificando periodicamente os índices, é possível observar a tendência das falhas dentro do método proposto. Na Figura 7 foram destacadas as falhas crônico-críticas, alta recorrência e indisponibilidade, para o ano de 2020. Identifica-se claramente que nenhuma ação foi tomada para mitigar a falha de código 767, mal funcionamento do sistema de acionamento das pás.

4. CONCLUSÃO

Este artigo teve como principal ideia introduzir, de forma sucinta, a gestão integrada de indicadores através da coleta de dados e eventos dos sistemas SCADA de usinas eólicas. Além disso, apresentar os conceitos dos principais indicadores de manutenção utilizados no trabalho e abordagem do diagrama *Jack-Knife*.

Como pode ser observado, o acompanhamento dos indicadores traz à tona os principais problemas existentes dentro de um processo produtivo. Auxiliado de técnicas, como o *Jack-Knife*, que sintetiza as falhas em quatro categorias, é possível identificar quais os pontos de maior atenção e, também, a eficiência das ações aplicadas.

A metodologia proposta visou a integração autônoma, sem necessidade de intervenção humana durante o processo de classificação, agrupamento para reconhecimento das falhas e cálculo dos índices. Todavia, foram identificadas algumas limitações intrínsecas do processo, tais como:

- Distinção entre itens reparáveis e não reparáveis (MTBF e MTTF)
- Alocação errônea de eventos x subsistema
- Falhas de comunicação do SCADA

Uma possível solução para sanar as atuais limitações seria aplicar uma segunda camada de interface com o usuário para correção manual dos eventos e/ou classificação.

REFERÊNCIAS

- [1] ABNT NBR5462. Confiabilidade e manutenibilidade, 1994.
- [2] FAYYAD, U.M. et al. *Advances in Knowledge Discovery and Data Mining*. California: AAAI Press, 1996b.
- [3] GOLDSCHMIDT, Ronaldo. *Data Mining: Conceitos, Técnicas, Algoritmos, Orientações e Aplicações*. Editora LTC, segunda edição.
- [4] HAN, Jiawei; KAMBER, Micheline; PEI, Jian. *Data Mining: Concepts and Techniques*. The Morgan Kaufmann Series in Data Management Systems, Third Edition.

- [5] MARCOVICZ, Fabio. Aplicação do método jack-knife para determinar falhas críticas em uma mandrilhadora. Monografia de especialização, Programa de especialização em Gerência de Manutenção da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, 2018.
- [6] MCCUE, C. Data Mining and Predictive Analysis - Intelligence Gathering and Crime Analysis. Elsevier, 2007.
- [7] KNIGHTS, Peter F. Downtime Priorities, Jack-Knife Diagrams, and the Business Cycle. Maintenance Journal. V. 17, p. 14 - 21, 2001.
- [8] SFERRA, Heloisa; CORRÊA, Ângela Jorge. Conceitos e Aplicações de Data Mining. Revista de ciência & tecnologia, V. 11, Nº 22 – pp. 19-34.
- [9] SIMATIC WinCC V7. Disponível online: <https://new.siemens.com/global/en/products/automation/industry-software/automation-software/scada/simatic-wincc-v7.html> (Acesso em 17/04/2021)
- [10] SHENG, Shuangwen. Report on Wind Turbine Subsystem Reliability – A Survey of Various Databases. NREL, PR-5000-59111, 2013.
- [11] SMITH, Dr. David J. Reliability, Maintainability and Availability, Eighth Edition. Elsevier Editor, United States, 2011.
- [12] SEECHARAN, Turuna; LABIB, Ashraf; JARDINE, Andrew. Maintenance Strategies: Decision Making Grid vs. Jack-Knife Diagram. Journal of Quality in Maintenance Engineering, V. 24, p. 61-78, 2018.



Artigo

Modelagem de um acompanhamento estratégico de *KPIs* apoiado no *Scrum*: estudo aplicado a gestão da manutenção de atividades primarizadas em distribuidoras de energia elétrica

Fabricio Cavalcante^[1], José Ivan de Sá Júnior^[2] e André Pedro Fernandes Neto^[3]

^[1] Universidade Federal Rural do Semi-árido; ivanjuniors@gmail.com

^[2] Universidade Federal Rural do Semi-árido; fabriciocavalcante@ufersa.edu.br

^[3] Universidade Federal Rural do Semi-árido; andrepedro@ufersa.edu.com.br

Recebido: 16/05/2021;

Aceito: 14/08/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: Com o elevado desenvolvimento do setor elétrico brasileiro nos últimos anos, é perceptível o incremento de demanda e competitividade para esse segmento, principalmente para as organizações que lidam diretamente com a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Neste cenário, é fundamental que os negócios busquem constantemente otimizar seus requisitos de atendimento ao cliente, além de padrões de qualidade, custo, segurança e performance dos processos. Desse modo, a área de manutenção surge como peça-chave para atingir níveis de serviço desejáveis e margens de desempenho operacional aceitáveis, contribuindo para uma tendência de primarização de algumas atividades que vem ganhando força recentemente. Para tornar a gestão desse processo eficiente, esse estudo objetiva modelar um acompanhamento de indicadores-chave de desempenho (*KPIs* - *Key Performance Indicators*) que permita checar os resultados e controlar os ganhos esperados a nível estratégico. Para tanto, fez-se uma pesquisa exploratória aplicada, através da investigação bibliográfica dos métodos ágeis aderentes ao contexto. Optando por utilizar o *framework Scrum* como apoio à modelagem da solução proposta. Resultando em um modelo integrado, possível de se aplicar em diversos contextos e, em diferentes atividades de manutenção presentes no dia a dia das distribuidoras de energia elétrica.

Palavras-chave: metodologias ágeis; modelagem; gestão da manutenção; indicadores-chave de desempenho; setor elétrico.

Abstract: With the high development of the Brazilian electric sector in the last years, it is noticeable the increase of demand and competitiveness for this segment, mainly for the organizations that deal directly with the generation, transmission, distribution and commercialization of electric energy. In this scenario, it is essential that businesses constantly seek to optimize their customer service requirements, in addition to standards of quality, cost, safety and performance of processes. In this way, the maintenance area emerges as a key element to achieve desirable service levels and acceptable operating performance margins, contributing to a trend towards the primarization of some activities that have been gaining strength recently. To make the management of this process efficient, this study aims to model a follow-up of Key Performance Indicators (KPIs) that allows to check the results and to control the expected gains at the strategic level. For that, an exploratory applied research was done, through the bibliographic investigation of the agile methods adhering to context. Choosing to use the Scrum framework to support the modeling of the proposed solution. Resulting in an integrated model, possible to be applied in different contexts and, in different maintenance activities present in the day-to-day life of electricity distributors.

Key-words: agile methodologies; modeling; maintenance management; key performance indicators; electrical sector.

1. INTRODUÇÃO

O alto nível de confiabilidade e continuidade do Sistema Elétrico de Potência (SEP) é requisito indispensável para as distribuidoras de energia elétrica, pois são elas as responsáveis pela fase final no fornecimento de energia elétrica aos clientes [1]. De forma macro, pode-se segmentar o SEP em três subsistemas, de produção/geração, de transporte (alta tensão) e de distribuição (média e baixa tensão).

Com a ampliação da matriz energética brasileira por meio do incremento de diversas fontes renováveis distribuídas ao longo do território nacional e de suas fronteiras, o Sistema Interligado Nacional (SIN) vem tornando a operação e manutenção do SEP mais complexa e desafiadora. Exigindo sistemas mais automatizados, inteligentes e dinâmicos. Além de processos e pessoas mais preparados para lidar com esse cenário.

Convertendo para uma visão em números, de acordo com informações do [2], documento elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), espera-se um incremento de 29 GW médios na carga de energia do SIN até 2029, o que representa uma elevação de 42% em relação ao ano de 2019. Ainda conforme o documento, para esse mesmo período, é necessário que o Brasil expanda a oferta de energia elétrica em algo próximo dos 75 GW, equivalente a 44% da capacidade instalada em 2019. Além da perspectiva de expansão, é crucial planejar o horizonte de manutenção dessa cadeia evolutiva.

Do ponto de vista regulatório, o setor elétrico brasileiro possui como órgão fiscalizador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), autarquia responsável por garantir o equilíbrio do setor elétrico brasileiro [3]. Diversos aspectos são considerados na avaliação do fornecimento de energia elétrica das distribuidoras, em resumo, os indicadores definidos são relacionados a [4]: qualidade comercial, inadimplência e atraso, teleatendimento, continuidade do fornecimento, conformidade do nível de tensão, tempo de atendimento às ocorrências emergenciais, segurança do trabalho e das instalações e o Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC).

Esses e outros indicadores externos relacionados a qualidade de energia serão detalhados ao longo do trabalho, utilizando como referência o Módulo 8 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), mais especificamente através das seções de qualidade do produto e qualidade do serviço. Além de tópicos relevantes da Resolução Normativa nº 414/2010, que trata de condições gerais de fornecimento de energia elétrica.

Existe também um rol de indicadores internos utilizados por cada distribuidora, para avaliar a qualidade das atividades e dos processos de manutenção, que geralmente promove um reflexo do grau de maturidade da organização nos quesitos de adequação e aderência regulatória. Esses parâmetros serão explorados minuciosamente ao longo do estudo. E serão a base de modelagem do escopo proposto, juntamente com os índices regulados.

Até aqui, foi dado um panorama global do setor elétrico, entendendo melhor o ambiente das distribuidoras de energia elétrica. Agora, irá se abordar temas envolvendo a primarização, com demonstração de alguns *cases* do mercado, criando associações com o gerenciamento de projeto para então enfatizar o propósito do trabalho.

A primarização, também conhecida como internalização, desterceirização ou *outsourcing*, é caracterizada pela contratação ou retomada da mão de obra de serviços antes executados por empresas terceirizadas [5-6]. Este movimento vem ganhando bastante espaço no negócio das distribuidoras de energia elétrica, visando aperfeiçoamento na gestão de processos e recursos, além de ganhos de produtividade, qualidade e segurança dos serviços. Na sequência, serão apresentados alguns *cases* de mercado, que foram implementados ao longo dos últimos anos. Entre os eventos analisados, tem-se o da Elektro, o do Grupo Neoenergia e o da Light.

Iniciando pelo exemplo aplicado na Elektro, uma das maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil, que opera em algumas regiões dos estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul [7]. A empresa internalizou equipes de manutenção do sistema de distribuição entre os anos de 2009 e 2011, incluindo as atividades de expansão e manutenção da rede. De acordo com um estudo realizado em 2011 [8], para a atividade de poda de árvore, foi relatado um ganho de produtividade em 80% com equipes próprias quando comparado com a execução terceirizada, e um incremento de custo em 33%. Outra vantagem mencionada, foi referente a polivalência das equipes próprias, que possuíam treinamentos para atuar em outros reparos ou situações de risco. Além do fator produtivo, segundo [9] no ano de 2016, praticamente 7 anos após a implementação do modelo primarizado na companhia, observou-se uma redução de 75% nos acidentes com lesões. É válido ressaltar que desde 2011 a Elektro faz parte da Iberdrola, maior grupo de energia elétrica da Espanha, porém, apenas a partir de 2017 que foi incorporada pela Neoenergia S.A, também controlada pelo grupo espanhol.

A Neoenergia é uma das maiores empresas do setor elétrico brasileiro, possuindo ativos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, que também aderiu ao modelo de internalização. O projeto iniciou na organização em 2017 e já contratou mais de 3 mil profissionais em diversas áreas, como atendimento emergencial, atividades técnicas comerciais, inspeção de redes, fiscalização de obras, entre outras. Esse processo de primarização envolve as três concessionárias do grupo no Nordeste, são elas a Coelba (Bahia), Celpe (Pernambuco) e Cosern (Rio Grande do Norte). A Elektro conforme citado anteriormente, já possui quadro próprio. A mudança promovida já resulta em um aumento superior a 30% de eficiência, refletindo nos números de produtividade por meio da otimização de processos. Outra contribuição positiva observada, foi no DEC do grupo, obtendo resultados melhores que a previsão da Aneel, entre 2018 e 2019, reduzindo em 1,7 hora, as interrupções de energia nas quatro empresas [10].

A Light Serviços de Eletricidade, empresa de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica que atua em mais de 30 municípios do Rio de Janeiro, é outra companhia que vem aplicando o modelo de desterceirização da mão de obra. Segundo [11] a iniciativa visa o aperfeiçoamento da gestão de processos e recursos, além de ganhos de produtividade. A companhia registrou nos resultados no 2º trimestre de 2020 [12], que a estratégia de primarização adotada tem atingido seu objetivo, com ganhos de produtividade, melhor controle ético e gestão dos times de campo. A empresa também informou que em junho/20, mesmo com os desafios da pandemia, registrou os melhores resultados de sua história na qualidade do serviço prestado. Inserindo a Light no patamar das melhores e maiores distribuidoras do país. Entre as atividades internalizadas estão as de combate a perdas, serviço emergencial e ligação de novos clientes. Outro dado relevante, apresentando no [13], foi a redução de gastos com pessoal e serviços em R\$ 28 milhões quando comparado com o mesmo trimestre do ano de 2019, representando 12,3 %. Ademais, apontou otimização do desempenho devido a multidisciplinaridade das equipes, baixo índice de absenteísmo e outros ganhos relacionados a gestão.

É comum que anterior a deliberação de um processo de internalização, as empresas tenham elaborado estudos de viabilidade e utilizado premissas que justifiquem a decisão, transformando-se em um projeto para implementação. Por definição, “projeto é um esforço temporário empreendido para criar um produto, serviço ou resultado único” [14]. Dessarte, é extremamente necessário e indicado, que as fases do projeto sejam bem planejadas e gerenciadas. Tornando-se um requisito de sucesso do empreendimento.

E para garantir que as definições de projeto sejam seguidas e os objetivos cumpridos, é primordial possuir um sistema de gestão capaz de fornecer os *insights* corretos para o tomador de decisão, ou seja, para os *stakeholders* envolvidos nesse acompanhamento estratégico. Entre as áreas de conhecimento definidas no PMBOK 6ª edição, tem-se a de gerenciamento da qualidade do projeto, que se preocupa em incluir a política de qualidade adotada pela organização no planejamento, gerenciamento e controle dos requisitos definidos, de modo a atingir as expectativas das partes interessadas [14].

Com isso, o propósito maior desse trabalho se traduz em modelar um guia orientativo, que possa contemplar os requisitos mínimos de desenvolvimento de um acompanhamento de KPIs para gestão da manutenção. Não é finalidade do trabalho definir um escopo limitado ou imutável, pelo contrário, o objetivo é criar um escopo que possa ser adaptado à realidade da organização e área de aplicação.

Prezando pela eficiência e agilidade no desenvolvimento da solução proposta, utilizou-se abordagens advindas de métodos ágeis, mais especificamente do *Scrum*. Tornando o processo mais colaborativo, flexível e adequado ao ritmo de mudança das tecnologias e também das informações. De acordo com [15], a filosofia ágil é receptiva a mudanças de requisitos, além de valorizar entregas contínuas na linha do tempo, agregando valor ao negócio e priorizando a satisfação do cliente.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Pode-se classificar o presente estudo quanto aos objetivos gerais e sua natureza, como uma pesquisa exploratória aplicada. Para [16], a pesquisa exploratória tem como intuito propiciar um maior conhecimento sobre a problemática, tornando-a mais explícita ou auxiliando a construir hipóteses. Tendo como propósito principal o aprimoramento de ideias ou descobertas, com um planejamento flexível que possibilita maior consideração de aspectos sobre o fato analisado. Com isso, o aprofundamento nos métodos ágeis por meio das bibliografias desfrutadas, tem esse fim. Por ser aplicada, é direcionada a um contexto específicos das distribuidoras de energia elétrica, visando incorporar primeiramente os conhecimentos relacionados a gestão da manutenção de atividades primarizadas, assim como sobre os indicadores envolvidos no processo. Buscando desenvolver uma solução factível de aplicação no mundo real.

Para realizar a correlação dos métodos e dados pertinentes ao contexto estudado, será necessário fazer uso de abordagens quantitativas e qualitativas. Segundo [17] considera-se quantitativo tudo aquilo que pode ser quantificável, ou seja, possível de traduzir em números para viabilizar classificações e análises de cunho estatístico, através de recursos e ferramentas aplicáveis. Já no aspecto qualitativo, para [18] tem o objetivo de explicar o porquê das coisas, exprimindo o que é possível através de dados não-métricos, e seus valores não se submetem à prova de fatos.

2.1. Escopo das atividades de manutenção

O catálogo das atividades de manutenção presentes em uma distribuidora de energia elétrica é bastante amplo, podendo abranger diversas funções e setores distintos. A Tabela 1 a seguir busca identificar de forma geral as principais atividades existentes, no entanto, a lista não é restritiva. Uma observação adicional, é que a realização dos serviços por mão de obra própria ou terceirizada irá variar entre as realidades. Não há um padrão prescrito, mas é bastante comum que atividades consideradas “fim” ou “estratégicas” estejam internalizadas.

Tabela 1. Resumo das principais atividades de manutenção de uma distribuidora

Atividades Vinculadas a Manutenção do Sistema Elétrico
Ensaio Elétrico em Equipamentos Especiais
Inspeção em Redes de Distribuição e Linhas de Transmissão/Subtransmissão
Inspeção, Manutenção e Aferição em Medição
Lavagem de Redes de Distribuição e Transmissão/Subtransmissão
Lavagem de Subestações
Manutenção Corretiva, Preventiva e Preditiva em Transformadores de Distribuição
Manutenção Corretiva, Preventiva e Preditiva em Transformadores de Força
Manutenção de Emergência de Redes de Distribuição e Linhas de Transmissão/Subtransmissão
Manutenção de Subestações
Manutenção de Urgência de Redes de Distribuição e Linhas de Transmissão/Subtransmissão
Manutenção Preventiva de Redes de Distribuição e Linhas de Transmissão/Subtransmissão
Poda de Árvores e Limpeza de Faixa e Outras Atividades de Vegetação
Telecomunicações - Manutenção

Autoria própria, 2021

É válido ressaltar que as atividades citadas anteriormente podem ocorrer em situações de rede energizada ou desenergizada e envolvem uma série de procedimentos operacionais padrão (POPs). Outro aspecto relevante, é que hoje existe uma diversidade muito alta de características específicas das instalações e redes elétricas, como a presença de circuitos blindados, medições telemedidas, sistemas de recomposição automática (*self-healing*), clientes livres, geração distribuída, tecnologias *smart grid*, entre outras.

2.2. Escopo dos indicadores

2.2.1. Indicadores de qualidade da energia elétrica

Conforme exposto na introdução, existe uma série de indicadores regulados que são acompanhados pela Aneel, em que as distribuidoras devem estar enquadradas para evitar possíveis pagamentos de multas por transgressões dos limites pré-estabelecidos. Objetivando sintetizá-los, a Tabela 2 e 3 informam os principais indicadores operacionais acompanhados no dia a dia, e que estão intimamente relacionados ao desempenho dos serviços de manutenção, mas não unicamente.

Tabela 2. Indicadores de qualidade da energia elétrica. Adaptado de [19].

<i>Fonte</i>	<i>Classificação</i>	<i>Tipo</i>	<i>Indicador</i>	<i>Descrição</i>	<i>Fórmula</i>
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS	TMP	Tempo Médio de Preparação	$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n}$
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS	TMD	Tempo Médio de Deslocamento	$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n}$
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS	TME	Tempo Médio de Execução	$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n}$
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS	TMAE	Tempo Médio de Atendimento a Emergências	$TMAE = TMP + TMD + TME$
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS	PNIE	Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia	$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100$
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão	$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão	$FIC = n$
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão	$DMIC = t(i) \max$
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	DICRI	Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão	$DICRI = t_{critico}$
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c}$
PRODIST – MÓDULO 8	QUALIDADE DO SERVIÇO	INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c}$

Autoria própria, 2021

As legendas das fórmulas apresentadas na tabela anterior, se encontram no Apêndice A do trabalho. A resolução normativa nº 414 [20] também estipula alguns prazos para acompanhamento da qualidade do atendimento comercial das distribuidoras conforme a Tabela 3 com os descritivos.

Tabela 3. Prazos de qualidade do atendimento comercial. Adaptado de [20].

<i>Descrição</i>	<i>Artigo</i>	<i>Prazo</i>
Prazo máximo para substituição do medidor e demais equipamentos de medição após a data de constatação da deficiência, com exceção para os casos previstos no art. 72 (Incluído pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012)	art. 115	30 dias
Prazo máximo para o atendimento de solicitações de aferição dos medidores e demais equipamentos de medição	art. 137	30 dias
Prazo máximo para solução de reclamação do consumidor, observando-se as condições específicas e os prazos de execução de cada situação, sempre que previstos em normas e regulamentos editados pelo Poder Concedente e pela ANEEL, com exceção das reclamações que implicarem realização de visita técnica ao consumidor ou avaliação referente à danos não elétricos reclamados. (Incluído pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012)	art. 197	5 dias úteis
Prazo máximo para solução de reclamação, nas situações onde seja necessária a realização de visita técnica ao consumidor. (Incluído pela REN ANEEL 574, de 20.08.2013.)	art. 197	15 dias
Verificação de equipamento em processo de ressarcimento de dano elétrico	art. 206	10 dias
Verificação de equipamento utilizado no acondicionamento de alimentos perecíveis ou de medicamentos em processo de ressarcimento de dano elétrico	art. 206	1 dia útil

2.2.1. Indicadores internos

No âmbito de indicadores internos, torna-se possível elencar uma infinidade de possibilidades. Porém, separou-se uma lista contendo alguns comumente utilizados pelas distribuidoras, seguindo a Tabela 4 a seguir. É válido destacar que as formas de aplicação de alguns dos indicadores é bastante peculiar para cada realidade. Logo, é natural encontrar variações a depender da atividade investigada e objetivo buscado.

Tabela 4. Lista de possíveis indicadores internos.

<i>Indicador</i>	<i>Descrição</i>
ADERÊNCIA	Conformidade da execução Mede a quantidade de serviços executados em relação ao programado (<i>geralmente %</i>)
BACKLOG	Serviços pendentes Mede o acúmulo de atividades pendentes de realização
CHI	Cliente Hora Interrompido Corresponde a quantidade de clientes x horas que um desligamento impacta
CI	Cliente Interrompido Número de unidades consumidoras (Ucs) com interrupção no fornecimento de energia elétrica por um determinado desligamento
CMF	Custo de Manutenção/Faturamento Apura o total gasto em manutenção com o faturamento bruto da empresa (<i>geralmente %</i>)
CONFIABILIDADE	Confiabilidade do ativo Mede a capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo (<i>geralmente %</i>)
DISPONIBILIDADE	Disponibilidade do ativo Mede a capacidade de um ativo estar em condições para desempenhar suas funções de projeto (<i>geralmente %</i>)
DSES	Deslocamento Sem Execução de Serviço Apura o volume de visitas sem execução de serviço
EFICÁCIA	Execução no prazo Apura os serviços que foram atendidos no prazo estipulado (<i>geralmente %</i>)
HE	Hora extra Hora extra utilizada para atendimento dos serviços/planos
HH_DESLOC	Homem-hora em deslocamento Volume de homem-hora realizando deslocamento para os serviços
HH_DISP	Homem-hora disponível Volume de homem-hora disponível para operação (<i>disponibilidade</i>)
HH_EXEC	Homem-hora em execução Volume de homem-hora atuando na execução dos serviços
HH_MIX	Homem-hora por serviço Volume de homem-hora por tipo de serviço
IEC	Índice de Esforço do Cliente Mede a quantidade de interações adicionais que um cliente precisou fazer para ter sua solicitação atendida
IMPRODUTIVIDADE	Serviços improdutivos Relação dos serviços considerados improdutivos pela realização total (<i>geralmente %</i>)

KM_BLIND	Quilômetros Blindados	Quantidade de quilômetros livre (blindado) de defeitos que foram apontados nas inspeções
KM_DESLOC	Quilômetros Deslocados	Quantidade de quilômetros deslocados (<i>distâncias</i>) por serviço/plano/área
KM_INSP	Quilômetros Inspeccionados	Quantidade de quilômetros inspeccionados
MIX	Variedade de serviços	Distribuição de atividades por tipo de execução
Ociosidade	Tempo sem utilização	Diferença entre o tempo utilizado e o tempo disponível (<i>capacidade</i>)
OFENSORES	Causas de não execução ou falhas	Classifica os principais ofensores de não execução dos serviços ou falhas/defeitos
PRODUÇÃO	Serviços executados	Quantidade de notas de serviços executados (<i>geralmente média ou acumulado</i>)
REINCIDÊNCIA	Serviços Reincidentes	Contabiliza o número de acionamentos para a mesma instalação, ocorrência, serviço ou ativo
TF_KM	Taxa de Falha por Km de Rede	Número médio de vezes por quilômetro, em que a rede apresentou falhas no período analisado (<i>é comum utilizar o fator por 100 km</i>)
TMD	Tempo Médio de Deslocamento	Mede o tempo médio utilizado em deslocamento para as atividades
TME	Tempo Médio de Execução	Apura o tempo médio utilizado na execução da atividade
TMEF	Tempo Médio Entre Falhas	Mede o tempo médio entre uma falha e outra
TMPP	Tempo Médio de Plataforma e Preparação	Mede o tempo médio gasto em plataforma e preparação para início das atividades (<i>em algumas situações é indicado separar os tempos</i>)
TMPR	Tempo Médio Para Reparo	Mede o tempo médio necessário para reparar um componente ou dispositivo com falha

Autoria própria, 2021

2.3. Métodos ágeis

Diante do cenário exposto, foi possível perceber a quantidade de variáveis possíveis para o desenvolvimento de um escopo para criação do acompanhamento esperado. O rol de atividades presentes, assim como um alto grau de variância dos indicadores necessários, torna o problema complexo para ser definido de uma única vez. Ou seja, existe muitas incertezas na definição dos requisitos, e podem variar bastante ao longo dos desdobramentos.

Objetivando modelar uma aplicação em que o seu progresso ocorra de forma mais colaborativa, adaptativa e fluida, se fará necessário o uso de princípios, valores, ferramentas e *frameworks* dos métodos ágeis. Outro fator de extrema relevância para utilização desses métodos, é que as entregas ocorrem de forma incremental e com a aplicação em funcionamento, mesmo que com funcionalidades reduzidas.

Detalha-se a seguir um pouco mais sobre um dos principais *frameworks* utilizados nos dias atuais, que é o *Scrum*, desenvolvido por Schwaber e Sutherland, no início dos anos 1990 [21]. Inclusive, foi um dos métodos que exerceu uma forte influência para formulação e consolidação do manifesto ágil, publicado no ano de 2001. O documento foi concebido por dezessete desenvolvedores de softwares que se propuseram a estudar as melhores práticas de gerenciamento e desenvolvimento de sistemas, definindo os valores e princípios ilustrados nas Figuras 1 (a) e (b), respectivamente.

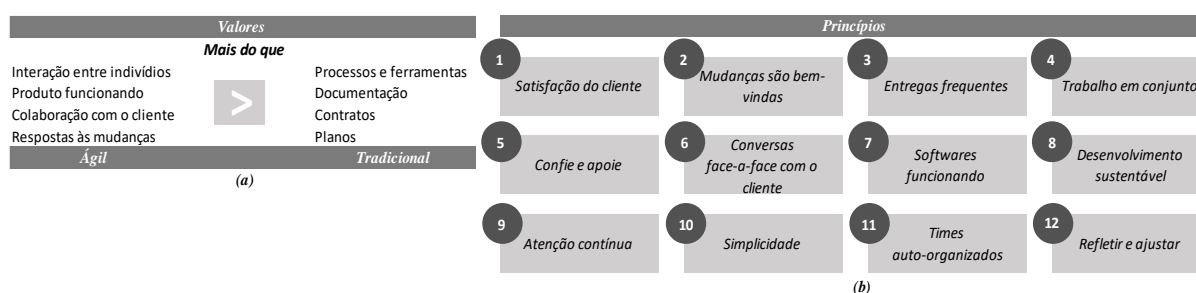


Figura 1. Manifesto ágil (a) valores (b) princípios. Autores, 2021.

É importante reforçar que as visões ágeis trazidas no manifesto não invalidam as tradicionais, o objetivo na verdade é criar uma relação de troca de valores e entender as diferenças. Para [22] ser ágil não significa escolher o lado esquerdo ou lado direito, mas sim compreender e equilibrar as duas versões.

2.3.1. Scrum

Pode-se dizer que um projeto *Scrum* envolve uma colaboração de esforços para criar um novo produto, serviço ou outro resultado, conforme definido na declaração da visão do projeto (*project vision statement*) [23]. Trazendo um *overview* do modelo, de acordo com [24] o *Scrum* estrutura o desenvolvimento do projeto em ciclos de trabalho, conhecidos como *sprints*. Essas interações não devem durar mais do que quatro semanas cada, sendo comumente aplicado ciclos de duas semanas, com ocorrências em sequência (sem pausa) e datas específicas de conclusão (sem prorrogação). No início de cada *sprint*, uma equipe multifuncional (*cross-functional team*), com cerca de 5 a 9 pessoas, seleciona itens de requisitos do cliente (*customer requirements*) em uma lista de prioridades, chamada de *prioritized product backlog*. Nessa reunião de planejamento (ou *sprint planning*), a equipe define uma meta coletiva do que pode ser entregue até o final do *sprint*, algo que pode ser considerado “feito” e agregar valor, nascendo assim o *sprint backlog*. É importante frisar que durante o ciclo vigente, nenhum item novo deve ser adicionado. Existe também uma rotina diária de reuniões curtas (ou *daily meeting*), como ponto de inspeção, discussão e controle do progresso. No final da *sprint*, o time realiza uma revisão (ou *sprint review*) com as partes interessadas (*stakeholders*) e demonstra o entregável desenvolvido. O ciclo termina com uma reunião de retrospectiva (*retrospect sprint*), onde a equipe discute maneiras de melhorar os processos e o desempenho à medida que avançam para a próxima *sprint* [23]. A Figura 2 resume bem esse processo.

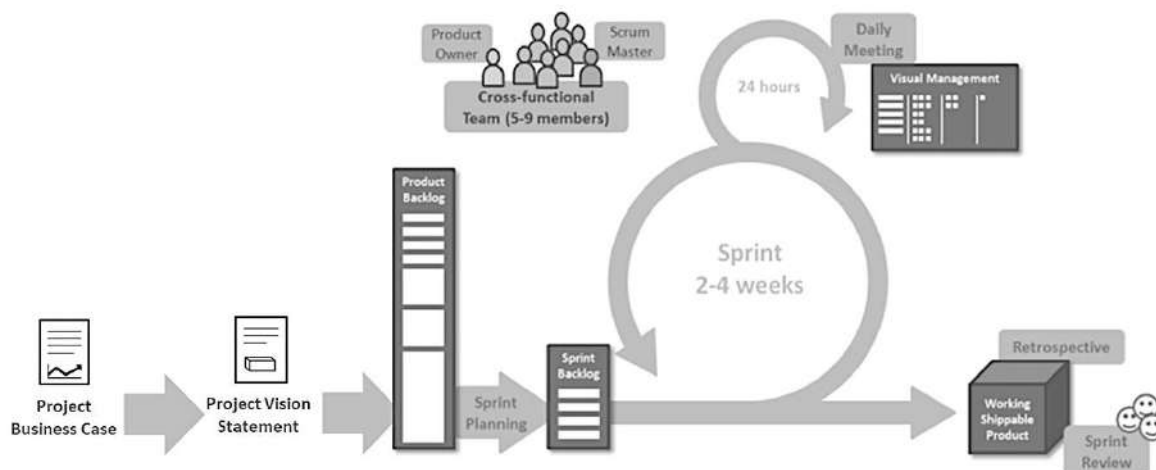


Figura 2. Fluxo *framework Scrum*. Adaptado de [25].

Para nos ajudar a entender o fluxo do *Scrum* para uma *Sprint*, [23] discorre que:

- O ciclo *Scrum* inicia com uma reunião de *stakeholders*, durante a qual a visão do projeto é criada;
- O *Product Owner* então desenvolve um *backlog* priorizado do produto que contém uma lista de requisitos de negócios e projetos, escritos na forma de histórias de usuário;
- Cada *Sprint* inicia com uma reunião de planejamento de *sprint*, priorizando quais histórias de usuário serão consideradas para inserção na *Sprint*;
- Uma *Sprint* geralmente dura entre duas e quatro semanas e envolve a equipe *Scrum* trabalhando para criar produtos potencialmente entregáveis ou incrementos;
- Durante a *Sprint*, reuniões diárias curtas e com alto foco, são realizadas entre os membros da equipe discutindo o progresso do dia a dia;
- Perto do final do ciclo, uma reunião de revisão do *Sprint* é realizada. O *Product Owner* e as partes interessadas relevantes, recebem uma demonstração dos entregáveis e fornecem um *feedback*;
- O *Product Owner* aceita os entregáveis somente se eles atenderem aos critérios de aceitação (ou *Acceptance Criteria*) predefinidos;
- Por fim, é realizada uma reunião de retrospectiva, conforme já citado.

Em termos de organização do *Scrum*, para [23] existem três funções essenciais (*core roles*), são elas:

- *Product Owner*: é o responsável por atingir o valor máximo de negócios para o projeto. Ele ou ela também é responsável por articular os requisitos do cliente e manter a justificativa comercial para o projeto;

- *Scrum Master*: é considerado um facilitador do processo, que garante que o time *scrum* tenha um ambiente propício para executar o projeto com sucesso. Ele ou ela também orienta e compartilha práticas do *scrum* para todos os envolvidos, elimina impedimentos e garante que as definições do *scrum* sejam seguidas;
- *Scrum Team* (também chamado de *The Team* ou *Development Team*): é a equipe responsável por compreender os requisitos especificados pelo *Product Owner* e criar as entregas do projeto.

Ainda sobre as funções descritas na organização do *Scrum*, segundo [24] o *Product Owner* também tem a missão de maximizar o Retorno Sobre o Investimento (ROI), além de possuir responsabilidade pelos lucros e perdas do produto.

Em termos de aplicação do *framework Scrum*, [26] utilizando como base o livro “Scrum: A arte de fazer o dobro do trabalho na metade do tempo” de Jeff Sutherland (co-criado do *scrum*), resume em alguns passos, uma das formas de aplicar a metodologia:

1. Escolher um *Product Owner*;
2. Selecionar a equipe do projeto;
3. Definir um *Scrum Master*;
4. Criar um *backlog* do produto e priorizá-lo, é comum utilizar a técnica de *planning poker* para estimar o grau de esforço de cada tarefa;
5. Redefinir e avaliar o *backlog* do produto, os requisitos a serem desenvolvidos devem estar em constante análise.
6. Planejar a *sprint*;
7. Tornar o trabalho visível, a forma comumente utilizada é através da criação de um quadro *scrum* (ou *scrumboard*);
8. Realizar a reunião diária, tempo máximo de 15 minutos (*time-boxed*) e com foco em três perguntas:
 - a. O que você fez ontem para contribuir com a equipe na conclusão do *sprint*?
 - b. O que você fará hoje para agregar à equipe na conclusão do *sprint*?
 - c. Existe algum impedimento que impacte a meta do *sprint*?
9. Revisar a *sprint*;
10. Realizar a retrospectiva da *sprint*.

Em termos de implementação do *scrum*, é preciso ter bem definido as entradas, ferramentas e saídas para cada processo, além de identificar quais são obrigatórios e opcionais [23]. Além disso, com essa estrutura montada, o desenvolvimento torna-se capaz de lidar melhor com as variáveis encontradas ao longo do progresso do projeto, já que incorpora de forma mais natural os feedbacks e mudanças [26].

Para detalhar algumas das técnicas e ferramentas que auxiliam no planejamento e acompanhamento da aplicação do *scrum*, é válido citar:

- *Planning poker* (ou *scrum poker*): é uma técnica de estimativa que utiliza o consenso do time para valorar os tamanhos relativos das histórias de usuários ou esforço necessário para criá-las [23]. É uma espécie de jogo de cartas, onde cada componente recebe um baralho enumerado e estima, com base em sua opinião e experiência pessoal, o grau de dificuldade das tarefas do *backlog*. A escala convencional utilizada, é a sequência de Fibonacci (0,1,2,3,5,8,13 etc.) [26]. Caso a maioria ou todos os membros selecionem a mesma ponderação, a estimativa é definida. Se não houver consenso, uma discussão rápida é criada a fim de entender a razão das divergências. Depois disso, as cartas são distribuídas novamente e o ciclo permanece até que o consenso ou acordo seja alcançado. Esse processo fornece uma referência do esforço necessário para concluir o projeto.
- *Scrumboard*: é uma ferramenta visual que permite observar o progresso da equipe ao longo das sprints. Geralmente possui quatro colunas para acompanhar o *status* das entregas [23]:
 - To do (ou a iniciar), para tarefas não iniciadas;
 - In progress (ou em andamento), para tarefas iniciadas, mas não concluídas;
 - Testing (ou em teste), para tarefas concluídas, mas em processo de teste;
 - Done (ou feito), para tarefas concluídas e testadas com sucesso.

Em alguns casos, é anexada uma pequena área de *impediment log* no *scrumboard*, para identificação de obstáculos que impactem a produtividade do time *scrum* ou mesmo o projeto. É válido ressaltar que os impedimentos podem decorrer de causas internas ou externas.

- *Burndown Chart*: é um gráfico bastante utilizado para representar o progresso de um trabalho em relação ao tempo disponível para realização. No *scrum*, ele pode ser aplicado tanto para acompanhar o ciclo macro de desenvolvimento do produto (*release burndown*), quanto para seguir o progresso de uma *sprint* (*sprint burndown*). Em sua estrutura, os dados são o *sprint backlog* e o *product backlog*, com o trabalho restante identificado no eixo vertical e os períodos de tempo (dias de uma *sprint*, ou *sprints*) representados no eixo horizontal [24]. Deve ser atualizado ao final de cada dia à medida que o trabalho é concluído. Existe um gráfico similar que também é utilizado no contexto ágil, conhecido como *Sprint Burnup Chart*. Diferente do *sprint burndown chart*, este mostra o trabalho concluído como parte do *sprint* [23], ou seja, parte do zero (eixo x) e cresce conforme as tarefas são finalizadas.

A Figura 3 a seguir, ilustra de forma visual as ferramentas citadas anteriormente.

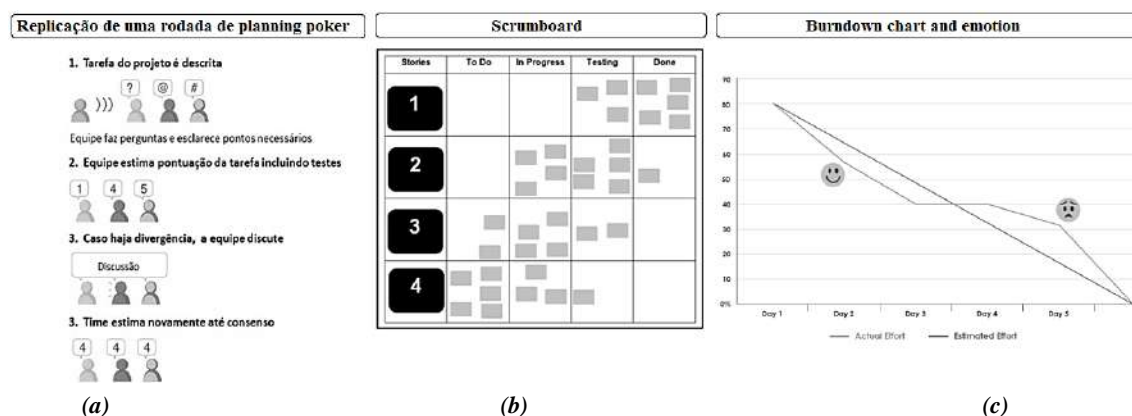


Figura 3. Representação (a) *planning poker* (b) *scrumboard* e (c) *burndown chart*. Adaptado [26], [23] e [27], 2021

O conhecimento e correta aplicação das ferramentas referenciadas, torna-se um estágio importante durante o desdobramento da modelagem.

4. RESULTADOS

Como resultados do estudo, foi desenvolvida uma modelagem para apoiar a tomada de decisão na manutenção das atividades primarizadas em distribuidoras de energia elétrica. Para tanto, tentou-se incrementar as características mais relevantes do contexto abordado, aliando uma forma didática de compreensão e entendimento, através da utilização de mapas mentais. Fazendo uso de diagramações e ilustrações para facilitar o processo de aplicação e adaptação da solução.

Os resultados estão divididos em duas partes, o primeiro trecho demonstra as fases iniciais da metodologia, contemplando o “contexto de aplicação” e “escopo da distribuidora” conforme Figura 4. Esse momento permite reforçar a importância de entender a realidade de utilização do modelo, assim como integrar-se nos aspectos envolvendo a abrangência das atividades. É dado um foco maior nos itens relevantes que envolvem a gestão da manutenção, pelo fato de ser o ponto de central da problemática e possuir maior complexidade.

No segundo momento, o foco é dado na descrição do “*framework scrum*” representado na Figura 5. Nesta parte final, as atenções estão concentradas nas fases de aplicação do modelo. Buscando a maior fidelidade possível do escopo original referenciado. Incluindo particularidades importantes para sua correta implementação.

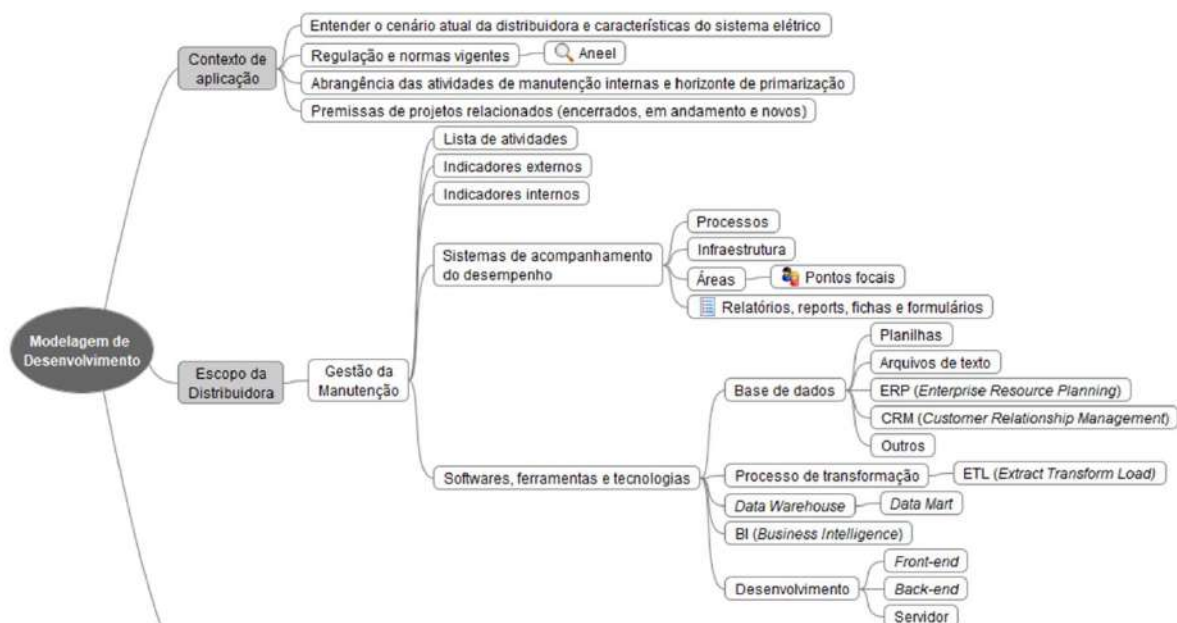


Figura 4. Parte 01 – Modelagem de desenvolvimento (contexto e escopo). Autores, 2021

Discorrendo um pouco mais sobre o subtópico “Softwares, ferramentas e tecnologias” do item “Gestão da Manutenção”, tem-se uma listagem dos principais componentes de um sistema de gestão informatizado. Abrangendo base de dados, processamento (*ETL*), armazenagem (*DW – Data Warehouse*), inteligência de negócio (*BI*), programação e desenvolvimento. Esses recursos variam entre cada distribuidora, dessa forma, se torna extremamente relevante conhecer sua disponibilidade. Isso irá auxiliar durante o alinhamento das expectativas de desenvolvimento do produto.



Figura 5. Parte 02 – Modelagem de desenvolvimento (*framework scrum*). Autores, 2021.

Conforme já citado, a parte dois do modelo (Figura 5) tem por finalidade fornecer um guia de aplicação. Não se destinando a ser um processo prescritivo, apenas objetivando facilitar a visualização dos preceitos considerados no *scrum*.

Entre os ganhos esperados, a modelagem primou por:

- Simplificar o processo de desenvolvimento de aplicações complexas;
- Fornecer uma metodologia que promove o aprimoramento incremental do acompanhamento proposto. Com solução funcional (operando) desde os primeiros avanços;
- Ser um guia que facilite o planejamento e criação de indicadores para otimizar a gestão da manutenção das distribuidoras, e consequentemente a tomada de decisão;
- Promover uma maior integração entre as partes interessadas (*stakeholders*) e time de desenvolvimento;
- Contribuir com a disseminação de modelos ágeis dentro do ambiente das distribuidoras;
- Reduzir a probabilidade de desenvolvimento de um produto fora dos requisitos desejados, do prazo esperado e do orçamento previsto.

4. CONCLUSÃO

Buscou-se no presente trabalho, modelar um desenvolvimento iterativo e adaptativo, que permitisse uma compreensão progressiva do problema proposto, e que também possibilitasse ajustes sucessivos ao longo das etapas. Esta flexibilidade foi encontrada nos métodos ágeis, mais especificamente no *framework Scrum*. Percebeu-se que o método facilita a alocação de novos requisitos, além de abraçar mudanças estratégicas a depender dos objetivos do negócio e da realidade apresentada. Outro fator positivo encontrado, foi a existência de oportunidades de escolha durante a definição dos recursos para o desenvolvimento e obtenção do resultado final, não se tornando um modelo taxativo em sua abrangência. O certo da solução procurou facilitar a aplicação em diversos contextos tecnológicos, orçamentários e estruturais das distribuidoras de energia elétrica.

Com isso, considera-se que a finalidade do estudo foi atingida, visto que a modelagem desenvolvida compreendeu uma dor presente no dia a dia das distribuidoras. Além de fortalecer a importância da gestão da manutenção como requisito de sucesso de projetos que envolvam primarização e acompanhamentos de desempenho de equipes internas. Contribuindo também para um efetivo cumprimento das exigências regulatórias, enquanto transforma o resultado em melhores níveis de atendimento ao cliente, e consequentemente, valor para o negócio.

REFERÊNCIAS

- [1] SILVA, Guilherme Pereira da. Plano de Internalização da Atividade de Poda Urbana em Regime de Linha Morta em uma Distribuidora de Energia. Monografia (Especialização), Fundação Getulio Vargas, Campinas, 2020.
- [2] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2021-2025. [S. L.]: Ons, 2020.
- [3] ANEEL. A Aneel. Disponível online: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>. Acesso em 06/03/2021.
- [4] ANEEL. Indicadores. Disponível online: <https://www.aneel.gov.br/indicadores>. Acesso em 06/03/2021.
- [5] SANTOS, Geraldo Magela Ribeiro dos. Primarização como Estratégia de Redução de Custos: uma metodologia para identificar e mensurar os fatores que suportam a decisão. *Sociedade, Contabilidade e Gestão*, 2015, v. 10, p. 53.
- [6] DRAUZ, R. Re-insourcing as a manufacturing-strategic option during a crisis: cases from the automobile industry. *Journal of Business Research*, 2013, v. 67, p. 346-353.
- [7] WIKIPÉDIA. Elektro. Disponível online: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Elektro>. Acesso em 15/03/2021.
- [8] SIQUEIRA, Gustavo Silva. Primarização de Equipes de Manutenção de Linhas de Distribuição de Energia. TCC (Graduação), Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.
- [9] SINDIENERGIA. SST em Foco. Disponível online: http://www.sindienergia.org.br/not_print.asp?cod_not=3644. Acesso em 15/03/2021.
- [10] NEOENERGIA. Neoenergia aposta em internalização e contrata mais de 3 mil funcionários. Disponível online: <https://www.neoenergia.com/pt-br/sala-de-imprensa/noticias/Paginas/neoenergia-aposta-internalizacao-contrata-mais-de-3-mil-funcionarios.aspx>. Acesso em 19/03/2021.

- [11] CANALENERGIA. Light comemora estabilização das perdas na média móvel. Disponível online: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53129383/light-comemora-estabilizacao-das-perdas-na-media-movel>. Acesso em 19/03/2021.
- [12] LIGHT. Release de Resultados – 2T 2020. [S. L.]: Light, 2020. Disponível em: https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/19879/IPE/2020/efe8df47-23df-4b2a-8235-9f22bfb3d0cd/20200814004310072985_19879_784788.pdf. Acesso em 26/03/2021.
- [13] LIGHT. Release de Resultados – 3T 2020. [S. L.]: Light, 2020. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/50b51302-4c48-4351-b296-bfcbe65fd70a/739fbc68-8bef-ad59-573b-81df41014ae7?origin=1>. Acesso em 26/03/2021.
- [14] PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI). Um Guia do Conhecimento em Gerenciamento de Projetos (Guia PMBOK). 6ª edição. Brasil: Editora Project Management Institute, 2018.
- [15] AGILE MANIFESTO. Principles behind the Agile Manifesto. Disponível em: <https://agilemanifesto.org/principles.html>. Acesso em 03/04/2021.
- [16] GIL, Antonio Carlos. Como elaborar projetos de pesquisa. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2008.
- [17] SILVA, E. L. da; MENEZES, E. Muszkat. Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação. 4. ed. Florianópolis: UFSC, 2005.
- [18] GERHARDT, T. Engel; SILVEIRA D. Tolfo. Métodos de pesquisa. Porto Alegre: UFRGS, 2009.
- [19] ANEEL. PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. Disponível online: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em 20/03/2021.
- [20] ANEEL. Resolução Normativa nº 414. Disponível online: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>. Acesso em 04/04/2021.
- [21] SCHWABER, Ken; SUTHERLAND, Jeff. O Guia Definitivo para o Scrum: as regras do jogo. Brasil: Schwaber e Sutherland, 2020.
- [22] TOMASINI, Andrea; KEARNS, Martin. Agile transiting what you need to know before starting. *Agile42*, 2012.
- [23] SCRUMSTUDY. A Guide to the Scrum Body of Knowledge (SBOK Guide). Arizona: scrumstudy, 2016.
- [24] DEEMER, P. et al. The Scrum Primer: a lightweight guide to the theory and practice of Scrum version 2. Technical report, 2012.
- [25] GOUY, Nicolas. Agile with Guts: A pragmatic guide to value-driven development. Infoq, 2014.
- [26] LOPES, L. dos P. Aplicação da metodologia scrum em uma área de engenharia De processos de uma empresa do varejo. TCC (Graduação), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- [27] VISUAL PARADIGM. What is burndown chart in Scrum?. Disponível online: <https://www.visual-paradigm.com/scrum/scrum-burndown-chart/>. Acesso em 25/04/2021.

APÊNDICE A

Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora

DIC(i) = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções

FIC(i) = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras

i = índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n ; n = número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;

NIE = número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica.

PNIE = percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração

$t(i)$ max = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas;

$t_{crítico}$ = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TE = tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TMAE = tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, representando o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos;

TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TME = tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos.



Artigo

Geração Fotovoltaica no Ceará

Ilane Caminha de Oliveira ^[1], Fabiana Karla de O. M. Varella Guerra ^[2]

^[1] Universidade Federal Rural do Semiárido; ilane.oliveira@alunos.ufersa.edu.br

^[2] Universidade Federal Rural do Semiárido; fkv@ufersa.edu.br

Recebido: 27/05/2021;

Aceito: 19/07/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: O Brasil possui um potencial relevante no tocante à energia solar fotovoltaica, justificado não só pelos altos índices de radiação solar, mas também por sua extensa área. A região Nordeste se mostra a frente como a região com maior potencial de geração, onde o estado do Ceará é líder na potência instalada, sendo responsável por 13,68% do quantitativa nacional. O presente estudo tem como principal objetivo avaliar o panorama da geração solar fotovoltaica do Ceará. Para tal, relaciona vários dados acerca do potencial intrínseco ao Estado, quantifica a potência atual instalada tanto na geração centralizada, quanto na distribuída, contabiliza e identifica as empresas integradoras presentes no Estado, entre outros. A partir do estudo realizado, é possível constatar que o Ceará tem avançado significativamente no setor fotovoltaico, o que se demonstra através da evolução da implantação de sistemas instalados nas unidades consumidoras ao longo dos últimos 7 anos, representando um percentual de crescimento superior a 1000%.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica; Ceará; Políticas Públicas.

Abstract: Brazil has a relevant potential with regard to solar photovoltaic energy, justified not only by the high levels of solar radiation, but also by its extensive area. The Northeast region is ahead as the region with the greatest generation potential, where the state of Ceará is the leader in installed power, being responsible for 13.68% of the national quantity. The present study has as main objective to evaluate the panorama of the solar photovoltaic generation of Ceará. To this end, it relates several data about the potential intrinsic to the State, quantifies the current installed power in both centralized and distributed generation, and counts and identifies the integrating companies present in the State, among others. From the study carried out, it is possible to verify that Ceará has advanced significantly in the photovoltaic sector, which is demonstrated by the evolution of the implantation of systems installed in the consumer units over the last 7 years, representing a percentage of growth above 1000%.

Key-words: Photovoltaic solar energy; Ceara; Public Policy.

1. INTRODUÇÃO

Com a escassez dos recursos hídricos e a alta demanda por eletricidade, torna-se de extrema importância utilizar de outras fontes para compor a matriz energética brasileira, descentralizando a exploração por meio das hidrelétricas. A geração fotovoltaica se torna promissora no país - que apresenta índices expressivos de irradiação solar - principalmente na região do semiárido devido às particularidades que o constitui, tais como a alta incidência solar e por indicar ciclos com sazonalidade que possuem homogeneidade energética [1, 2].

O Brasil como um todo vem alcançando, ao longo dos últimos anos, índices bem expressivos no que diz respeito a geração fotovoltaica. A energia solar praticamente dobrou a geração de energia elétrica chegando ao percentual de crescimento de 92,2%, no ano de 2019 quando comparado ao ano anterior [3]. Porém, a participação dessa fonte de energia na matriz elétrica brasileira ainda é ínfima quando comparada com outras fontes de geração [4].

No contexto nacional, o Estado do Ceará se mostra como uma unidade de federação com grande potencial de geração de energia solar fotovoltaica se consolidando como o Estado com a maior potência instalada da região nordeste [5].

O total de sistemas fotovoltaicos instalados no Estado do Ceará já somam 9.362 e estão presentes em 179 dos 184 municípios. De um total de 145.105,75 kW de potência instalada no Estado, a capital Fortaleza se destaca representando cerca de 39.100,11 kW de potência instalada, cerca de 27% do total, o que a faz a quarta colocada no *ranking* municipal de geração distribuída do país [6].

Pelo exposto, o presente estudo realiza o levantamento do panorama da geração solar fotovoltaica no Estado do Ceará, tratando sobre os empreendimentos existentes, bem como as iniciativas tanto do setor público quanto do setor privado que podem contribuir significativamente e positivamente para alavancar a energia solar no Estado. Pretende-se ainda avaliar os entraves que dificultam a disseminação desse tipo de fonte renovável no referido estado e as perspectivas futuras para o setor.

2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL COM ÊNFASE NO CEARÁ

A utilização da energia solar como uma fonte alternativa de geração de energia elétrica iniciou nos Estados Unidos em 1959. Na ocasião, o aproveitamento foi feito de modo a gerar energia elétrica para satélites [5, 7].

Nessa época, os custos relacionados às células solares ainda eram extremamente altos. Uma estimativa aponta que a precificação das células solares, considerado um dos entraves para a expansão da geração fotovoltaica, caiu mais de 1000% quando comparado ao preço da época. Apesar dessa diminuição, os preços ainda são considerados altos de modo a dificultar a disseminação dessa tecnologia no mercado brasileiro. O grau de penetração dessa tecnologia no país depende principalmente da redução desses custos e do maior grau de eficiência alcançado por essas células [8].

No que diz respeito ao Estado do Ceará, os primeiros sistemas instalados capazes de transformar energia solar em elétrica foram instalados no interior do estado em dezembro de 1992 na cidade de Cardeiro. O projeto nasceu da parceria estabelecida pela Companhia Energética do Ceará (COELCE), o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e o Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL) [9].

O projeto intitulado Luz do Sol atendeu 14 vilas do interior do Estado, que não eram acolhidas pela eletrificação da concessionária, tornando possível que 492 residências pudessem ter acesso a energia elétrica através da conversão solar. A potência instalada dos sistemas somou no total 30,74 kWp e até o ano de 2004 os sistemas se encontravam em operação. Foram ainda instalados sistemas de iluminação pública onde esses sistemas foram implantados para possibilitar maior comodidade as comunidades assistidas [9].

Apesar desse marco, a primeira usina solar fotovoltaica centralizada a ser instalada no Brasil, e no Ceará, data de 2011. O empreendimento foi instalado na cidade de Tauá localizada no Estado com geração inicial de 1 MWp, produção extremamente considerável para a época. A energia produzida pelos 4.680 painéis fotovoltaicos era suficiente para abastecer a demanda de pelo menos 1,5 mil residências [7].

No ano de 2012, com a publicação da Resolução Normativa nº 482 pela ANEEL, o setor de energia solar no Brasil sofreu grandes mudanças. Essa resolução estabelece, em resumo, que consumidores podem produzir sua própria energia conectando seus sistemas às redes das concessionárias [10].

A partir desse ano, o crescimento do setor de energia solar cresceu significativamente. A potência instalada no Brasil passou de 7 MW no ano de 2012 para a marca histórica de 7 GW em 2020, como pode ser observado no Gráfico 1, onde a geração distribuída tem sua contribuição de 4.045 MW, representando um percentual de 58%, enquanto a geração centralizada conta com um total de 2.955 MW de potência instalada, resultando em 42% do percentual total de geração [11].

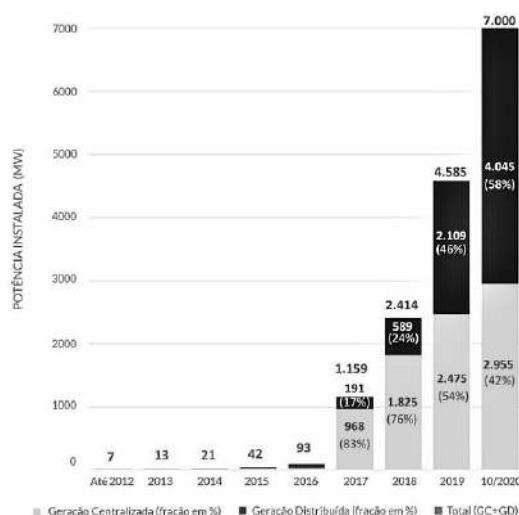


GRÁFICO 1. Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil (Adaptado de [4]).

Conforme o Gráfico 1, apesar de o país ter sua evolução nesse segmento incipiente, ainda há pouco aproveitamento dessa fonte de energia quando se compara ao potencial que se pode alcançar, apresentando um potencial técnico de mais de 28.500 GWp em geração centralizada e 164,1 GWp na geração distribuída [5]. Esse fator se torna mais notório ainda quando se compara a produção brasileira com outros países líderes nesse setor.

Países com a Alemanha e França, por exemplo, possuem índices de irradiação solar abaixo do potencial do Brasil, porém conseguem aproveitar melhor esse recurso obtendo resultados bem expressivos. A Tabela 1 mostra os índices de irradiação solar em comparação com o Brasil, bem como as áreas disponíveis [13].

TABELA 1. Irradiação solar e áreas, por país [13].

País	Irradiação solar ($kWh/m^2/dia$)			Área (mil.km ²)
	mínima	máxima	média	
Alemanha	2,47	3,42	2,95	357,02
França	2,47	4,52	3,49	543,93
Espanha	3,29	5,07	4,18	504,97
Brasil	4,25	6,75	5,50	8.515,77

Pelo exposto na Tabela 1, é possível observar que o Brasil se destaca nos dois fatores mais significativos para geração fotovoltaica, que são, índice bastante expressivo de irradiação solar e área disponível, confirmando que o país possui muita oportunidade nesse setor.

Com relação ao Ceará, [14] afirma que o menor índice de irradiação global horizontal é na ordem de 5,29 kWh/m².dia, na cidade de Baturité. O maior índice apresentado fica compreendido entre as cidades de Aracati e Icapuí, região do litoral leste do Estado, sendo cerca de 6,06 kWh/m².dia o que corrobora com o fato de que o Brasil, em especial o Nordeste, tem grande potencial de desenvolvimento nessa área.

Dessa forma, os incentivos intrínsecos a esse setor tornam primordiais para proporcionar mais avanços no tocante ao aproveitamento solar por meio de usinas fotovoltaicas, fazendo com que, conseqüentemente, a participação dessa fonte na matriz energética se torne mais relevante, aproveitando o real potencial ao qual o país é atribuído.

2. METODOLOGIA

Para efeito de análise, esse estudo realiza um levantamento da literatura no tocante aos fatos históricos que retrataram o aproveitamento da energia solar fotovoltaica no Brasil, com ênfase no Estado do Ceará. Um levantamento no tocante ao progresso do Estado nesse seguimento de energia renovável é realizado através de pesquisas, levantamento de estudos, dados nacionais e estaduais acerca do cenário fotovoltaico.

Pretende-se, ao final deste trabalho, analisar como o Ceará se encontra no panorama nacional em produção de energia solar fotovoltaica, bem como identificar desafios e oportunidades para alavancar a produção dessa fonte de energia no Estado.

3. PANORAMA ATUAL DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO ESTADO DO CEARÁ

Como mencionado anteriormente, o Ceará possui uma posição geográfica que permite a maximização da geração solar fotovoltaica, principalmente, devido aos altos índices de irradiação calculados nesse Estado que, assim como os demais lugares que tem como predominância clima semiárido, apresenta estimativas promissoras no que diz respeito ao setor energético.

Esta seção aborda individualmente a geração distribuída e centralizada com foco no Estado do Ceará, apresentando suas características e dados pertinentes afim de identificar e observar os avanços em cada modalidade. Além disso, também são apresentadas as contribuições tanto do setor público, quanto os avanços da iniciativa privada que visam maximizar as estratégias para alavancar o setor.

3.1. Geração Centralizada

A geração centralizada é caracterizada por localizar-se em pontos distantes dos centros de consumo, onde a energia é levada aos consumidores por meio de linhas de transmissão de alta tensão e tendo capacidade de médio a grande porte, de modo a passar pela área de distribuição para, assim, ser utilizada pelos usuários [1].

Neste tipo de geração, tem-se que os empreendimentos tem como característica potências superiores a 5 MW. No Brasil, essa modalidade de geração tem se disseminado sobretudo por meio de leilões promovidos pela ANEEL em consonância com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), onde os projetos advindos da fonte solar concorrem entre si [1, 2].

O marco na comercialização de energia solar por meio de leilões ocorreu a partir do 6º Leilão de Energia de Reserva (LER), em 2014, onde foram contratados 31 empreendimentos fotovoltaicos, o que resultou em 889,7 MW de potência instalada. Desse total, 60 MW seriam instalados no Estado do Ceará [7]. O 6º LER incluiu tanto projetos solares, quanto eólicos.

Em 2015, foi realizado o primeiro leilão exclusivo para energia solar fotovoltaica, onde 382 projetos foram cadastrados, resultando em mais 833,8 MW de potência instalada dividida entre 30 empreendimentos [7].

O número de empreendimentos caracterizados como geração centralizada espalhados pelo Brasil já chega ao montante de 4.272, totalizando uma potência outorgada de aproximadamente 17,47 GW, esse valor compreende os empreendimentos em operação, em construção e construção não iniciada. Desse total, Minas Gerais se encontra no topo com o valor de 5,2 GW de potência outorgada, concentrando 29,54% da geração centralizada do país, seguida do Estado da Bahia com 2,9 GW, representando 16,52% [15]. O Gráfico 2 traz uma síntese da potência outorgada em cada Estado.

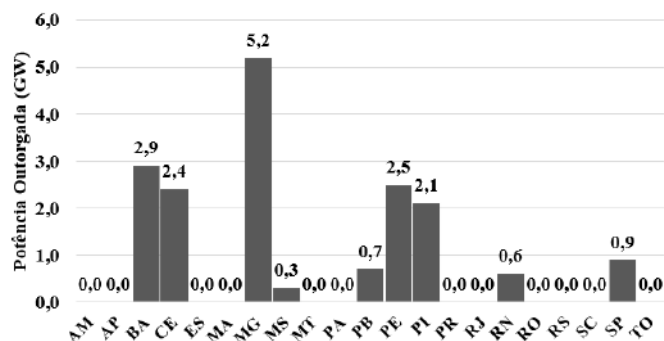


GRÁFICO 2. Capacidade de geração centralizada por Estado (Adaptado de [12]).

No que diz respeito ao Ceará, o Estado conta com 2,4 GW da potência outorgada, cerca de 14% da totalidade do país, e como mostra o Gráfico 2, encontra-se em 4º lugar no *ranking* nacional de geração centralizada [15].

O município com maior potência outorgada do Estado é Milagres, contando com 14 empreendimentos, com 427,15 MW, o que representa um percentual de quase 18% do total. Em segundo lugar se encontra a cidade de Aquiraz, com um total de 368,50 kW divididos em 9 empreendimentos, seguido de Limoeiro do Norte com a potência de 305,89 kW, em um total de 10 empreendimentos [15].

A usina solar fotovoltaica da cidade de Sobral, intitulada “Sobral I” é a terceira maior do país com potência outorgada de 90 MW, ficando atrás apenas da usina “Delio Bernadino VIII”, localizada no Estado de Minas Gerais, mais precisamente na cidade de Janaúba, com potência de 309 MW e da usina “Sol do Sertão VIII”, situada na Bahia, município de Oliveira dos Brejinhos, com potência outorgada de 95,25 MW [15].

Em referência às lideranças estaduais em projetos operacionais de geração centralizada, os Estados de Piauí, Bahia e Minas Gerais ocupam as três primeiras colocações do *ranking*, respectivamente, somando juntos um total de 2,22 GW de potência outorgada distribuída em um total de 85 projetos. O Ceará aparece em 5º lugar com 218 MW dividida em 8 projetos [15].

A expansão da capacidade instalada da modalidade de geração centralizada está diretamente relacionada ao incentivo às políticas e planejamento do setor de energia do país, sendo possível e de melhor inserção através dos leilões realizados. O aproveitamento da fonte solar por meio da geração centralizada faz com que a produção de energia possa ser realizada em grande escala, fazendo com que a contribuição na matriz elétrica se torne cada vez mais presente.

Apenas no Estado do Ceará, estima-se que, nos próximos anos, ocorrerá um acréscimo de mais 1 GW de potência distribuída em mais 29 usinas que serão construídas [17]. Uma das principais desvantagem relacionada à geração centralizada diz respeito às condições técnicas que envolvem a transmissão, além disso, também é tida como uma forma de aproveitamento de alto custo [12].

Um empreendimento com capacidade de geração de 30 MW de potência, tem um custo estimado de R\$ 161 milhões, valor este dimensionado sem considerar outros custos que são inerentes a essa modalidade de geração. A estimativa de redução do custo da fonte centralizada tem cenário animador, onde avalia-se uma diminuição de mais de 50% para os próximos anos [18].

Os investimentos nesse setor de geração resultam em um acelerado desenvolvimento na área, justificado pelo crescente espaço para projetos novos, especialmente no Ambiente de Contratação Livre (ACL), proporcionando ganho de competitividade da tecnologia [12].

3.2. Geração Distribuída

A geração distribuída ou descentralizada é caracterizada por ser àquela onde a instalação geradora se encontra localizada próxima ao seu consumo, visando atender à própria demanda, podendo gerar créditos excedentes que são fornecidos à rede ao qual está conectada, sendo o caso da micro e minigeração [1].

Atualmente, a fonte solar fotovoltaica representa 99,8% das instalações e 92,4% da potência distribuída do país [6]. Até o fechamento deste trabalho, a potência instalada em geração distribuída fotovoltaica no país chegou ao total de 4,1 GW, totalizando 338.619 usinas. O Estado com maior potência instalada é Minas Gerais (801 MW), seguido do Rio Grande do Sul (520 MW) e São Paulo (516,7 MW). O Ceará ocupa a nona posição no *ranking* dos Estados com um total de cerca de 145 MW de potência instalada, representando 3,54% do total de parques de energia solar distribuída do país [6].

Trazendo esses dados para a região Nordeste, o Ceará (CE) é o Estado que possui maior potência instalada da região, seguido da Bahia (BA) e Pernambuco (PE), Rio Grande do Norte (RN) e Piauí (PI) [15]. Uma síntese desses dados é apresentada no Gráfico 3.

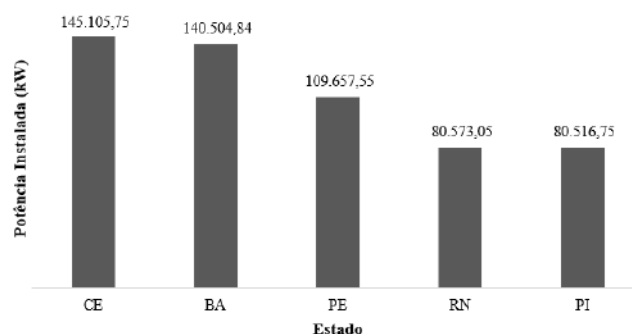


GRÁFICO 3. *Ranking* da potência instalada na região Nordeste (Autoria própria, 2020).

Nota: dados consultados de [15].

A região Nordeste concentra 17,65% da potência instalada do país, totalizando 722,9 MW, distribuídos por 54.228 unidades consumidoras (UC's) espalhadas pelos 9 Estados da região [6].

Já no tocante ao Ceará, a potência instalada do Estado se distribui em um total de 9.362 usinas fotovoltaicas espalhadas por 179 municípios do Estado do Ceará, onde 11.886 unidades consumidoras são beneficiadas com os créditos [6, 19]. O gráfico 4 mostra a evolução do total de unidades consumidoras enquadradas em geração distribuída ao longo dos últimos 7 anos.

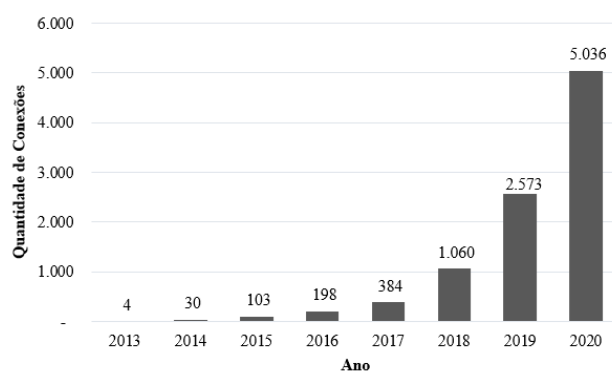


GRÁFICO 4. Quantidade de UC's conectadas ao longo dos últimos 7 anos (Adaptado de [9]).

Em 7 anos, a quantidade de unidades consumidoras passou de 4 para 5.036, o que representa um aumento superior a 1.200%. Com relação à classe de consumo dessas unidades consumidoras, a divisão está expressa na Tabela 2.

TABELA 2. Classe de consumo das UC's cearenses (Autoria própria, 2020).

<i>Classe de Consumo</i>	<i>Número de sistemas</i>	<i>Segmentação (%)</i>
Residencial	6.872	73,40
Comercial	1.784	19,06
Rural	461	4,92
Industrial	177	1,90
Poder público	61	0,65
Serviço público	4	0,04
Iluminação pública	3	0,03

Nota: dados consultados de [9].

Como exposto, a classe consumidora predominante no Ceará é a residencial, representando 73,40% do total de sistemas instalados no Estado. Levando para o contexto nacional, essa predominância se repete, onde essa classe de consumo é responsável por 72,81% das usinas do país, percentual este justificado, principalmente, frente à publicação da REN nº 482 que revolucionou o setor [6].

Os investimentos nesta área se mostram crescentes e o interesse por essa fonte de energia vem se disseminando por todo o país. No tocante ao Ceará, Fortaleza se consolida como a cidade com maior potência instalada no estado com 40,25 MW, distribuídos em 2.908 empreendimentos, o que representa cerca de 27% da potência total instalada no Estado. Em seguida, tem-se a cidade de Eusébio e Juazeiro do Norte, com 7,04 MW divididos em 675 projetos e 554, respectivamente.

Quanto às empresas integradoras de energia solar, em 2019, houve um acréscimo no número de empreendimentos nesse setor na ordem de 350% em relação aos últimos dois anos, chegando ao total de 12,5 mil no referido ano [13]. Trazendo para o contexto do Ceará, tem-se que, assim como no país todo, houve um aumento no quantitativo desses empreendimentos.

A capital Fortaleza além de concentrar a maioria dos sistemas fotovoltaicos, também, é onde se encontra o maior número de empresas no ramo direcionado à energia solar fotovoltaica, equivalendo a 52% do total de empresas no setor. As estimativas do aumento da geração distribuída são promissoras no Estado.

Com relação às vantagens da geração distribuída, tem-se que essa modalidade apresenta uma diminuição nos custos de transmissão e distribuição devido ao fato da produção se encontrar localizada próximo ao consumo. Além desse fator, também pode ser apresentado como benefício da GD, que está estritamente ligado à primeira vantagem apresentada, a redução de perdas nas linhas de transmissão e o controle de reativos.

4. DESAFIOS E OPORTUNIDADES DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CEARÁ

O aumento da competitividade das fontes renováveis de energia, que tem como consequência a maior participação na matriz elétrica do país, possibilita não só uma grande oportunidade para negócio, mas também oportunidade para investimentos na área, ocasionando desenvolvimento no setor [7].

A diminuição dos custos na aquisição dos módulos fotovoltaicos juntamente com a consolidação da tecnologia, fizeram com que o país conseguisse utilizar a energia solar fotovoltaica em larga escala [7]. Um dos entraves que dificulta a disseminação da fonte solar fotovoltaica vem de natureza institucional e diz respeito

ao fato de que o setor elétrico passou por várias alterações em suas regulamentações, sejam elas medidas provisórias, leis, decretos, etc [12].

Como exemplo, pode-se citar a alteração da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que, no ano seguinte, mais precisamente em 11 de janeiro de 2013, foi transformada na Lei nº 12.783, que resultou nas incertezas por parte dos investidores, fazendo com que estes optassem por recuar, retardar ou reavaliar seus planos no setor de energia, ocasionando uma diminuição nos investimentos na área [12].

Os incentivos oferecidos ainda se fazem ineficientes para que haja um aumento expressivo da utilização da energia solar fotovoltaica, principalmente no setor da geração distribuída, onde a viabilidade econômica se mostra como um grande influenciador para a micro e minigeração, ressaltando que, apesar dos avanços alcançados ao longo dos anos, a geração solar fotovoltaica ainda não é tida como acessível, economicamente falando, aos consumidores, principalmente àqueles de micro e minigeração [20].

No que tange a micro e minigeração distribuídas, estima-se que apenas àqueles consumidores que detêm elevado poder aquisitivo, onde o consumo médio se encontra entre 400 e 1.000 kWh/mês, poderão adquirir os sistemas de geração fotovoltaica [12].

A partir disso, tem-se que o incentivo e o fomento das políticas públicas e privadas se fazem de extrema importância para possibilitar o desenvolvimento da fonte solar fotovoltaica, fazendo com que, em um futuro próximo, o Brasil consiga potencializar o uso da energia solar fotovoltaica em consonância com o potencial ao qual lhe é atribuído.

5. CONTRIBUIÇÕES DAS POLÍTICAS PÚBLICAS E INICIATIVA PRIVADA PARA A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

No tocante à inserção e incentivos das fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira, tem-se várias iniciativas. Em 1994, foi criado o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), responsável por apoiar o setor de energia solar no Brasil. A iniciativa teve como alvo comunidades mais isoladas do país, onde a concessionária não atendia, tendo como foco as regiões Norte e Nordeste. No período de 1994 a 2002, o PRODEEM instalou 7.592 projetos fotovoltaicos no país, dos quais 733 foram inseridos no Ceará [7].

Em referência às ações governamentais para o desenvolvimento desse setor, gradualmente, alguns marcos regulatórios fizeram com que o Brasil se tornasse mais favorável à exploração da energia solar fotovoltaica.

No tocante às resoluções normativas, houve a publicação da REN nº 482/2012, que estipulou o acesso à produção própria de energia pelos consumidores através de fontes renováveis e autorizou o fornecimento da produção excedente para a concessionária de sua região, definindo a micro e minigeração. Em 2016, a ANEEL publicou uma atualização, intitulada REN nº 687 que, além de aumentar o tempo de utilização dos créditos, também possibilitou ampliação dos grupos de consumidores que têm a possibilidade de aderir a esses créditos [5].

Em 2015, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), estabeleceu a isenção de Imposto sobre Circulação de Bens e Serviços (ICMS) sobre o excedente produzido pelos sistemas de geração distribuída. O governo do Ceará aderiu à proposta através do Convênio ICMS 52/2015 [7].

O governo do Estado do Ceará, vem, desde 2010, promovendo programas de incentivo onde o setor empresarial possa optar por investir em benefício da energia limpa [5].

Em 2016, foi instituída a Resolução do Conselho Estadual do Meio Ambiente – COEMA – nº 3/2016, na qual isenta o licenciamento ambiental de sistemas fotovoltaicas com até 2 MW de potência, instaladas em

telhados ou fachadas [7]. Em 2018, foi realizada a simplificação e a atualização do licenciamento ambiental de empreendimentos de geração solar (Resolução COEMA nº 06).

Já em 2017, o Governo do Ceará lançou o Programa de Incentivo da Cadeia Produtiva Geradora de Energias Renováveis – PIER. O intuito desse programa é incentivar o desenvolvimento das fontes renováveis, das quais a solar está inclusa, através de incentivos fiscais para fabricantes de equipamentos empregados para geração renovável [5].

No mesmo ano, foi criado o Fundo de Incentivo à Eficiência Energética e Geração Distribuída (FIEE), que tem como objetivo desenvolver e financiar projetos de eficiência energética com foco na micro e minigeração distribuída. Além disso, também dá suporte para que órgãos governamentais estaduais possam modernizar suas instalações, com foco na eficiência energética, podendo instalar sistemas fotovoltaicos nos prédios públicos, por exemplo [5, 7].

O Ceará vem investindo em estudos que visam analisar o potencial solar fotovoltaico do Estado. Uma dessas iniciativas vem sendo desenvolvida com objetivo de unificar o conhecimento sobre o potencial do Estado, bem como fornecer um instrumento de apoio às políticas de planejamento público e privado, além de promover o desenvolvimento econômico e social do Estado [21].

Em 2019, foi disponibilizado o Atlas Eólico e Solar do Ceará, iniciativa pioneira no Estado fruto do convênio entre a Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará – ADECE, Federação das Indústrias do Estado do Ceará – FIEC – e Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Estado do Ceará – SEBRAE/CE. De acordo com [7], o novo atlas traz um panorama completo das áreas mais favoráveis para investimentos tanto no setor eólico, quanto no solar fotovoltaico.

No contexto do Estado do Ceará, os incentivos relacionados à fonte solar fotovoltaica por meio de instituições financeiras para aquisição e instalação de sistemas fotovoltaicos beneficiam tanto pessoas físicas quanto jurídicas, tornando possível adquirir linha de crédito. Os financiamentos podem chegar até 100% dos custos com equipamentos e instalação, a depender do porte do cliente, localização e garantias, em alguns dos casos [5]. Essa medida possibilitou que o mercado de energia solar pudesse se desenvolver melhor e trazer mais benefícios para os consumidores.

O Governo do Ceará está implementando, em 2020, o Programa Renda do Sol. Seu objetivo é cooperar para a redução da pobreza, gerando renda através da microgeração distribuída de energia solar fotovoltaica. O projeto pretende incentivar a instalação de sistemas fotovoltaicos, viabilizando-os, além disso, o excedente produzido poderá ser remunerado [22].

O programa engloba um conjunto de projetos e ações a serem desenvolvidos com foco não apenas na questão econômica, mas principalmente na questão social. Apesar dos custos relacionados à energia solar já terem apresentado redução, essa tecnologia ainda está longe de se tornar acessível para famílias de baixa renda e o Governo do Ceará, através do Programa Renda do Sol, está contribuindo para torná-la acessível a essa classe [22].

Para ir além do que já vem sendo feito, se torna necessário estimar e avaliar as perspectivas futuras que englobam o setor de energias renováveis com ênfase na produção solar fotovoltaica. A seção E traz, em síntese, o que se espera alcançar nos próximos anos no tocante ao aproveitamento solar fotovoltaico.

6. PERSPECTIVAS FUTURAS

Apesar do Brasil apresentar uma crescente eficiência da capacidade produtiva, tornando mais fácil o provimento de bens e consumo de modo a possibilitar uma maior economia de energia, o país ainda precisa superar dois fatores determinantes para o desenvolvimento acelerado das energias renováveis: criar meios que

possibilitem elevação do padrão de vida da população, logo, aumentar a demanda energética exigida e, em contrapartida, não afetar a qualidade de vida dos indivíduos por meio da exploração de combustíveis fósseis para suprir a demanda energética [5].

Um estudo realizado pela *International Energy Agency* (IEA), em 2012, estimou as projeções para os próximos anos relacionando a capacidade de potência instalada de energia solar fotovoltaica com os custos dos sistemas e indicou que o aumento da capacidade instalada ao longo dos anos é acompanhado da redução dos custos intrínsecos aos sistemas fotovoltaicos, o que possibilita que o crescimento desse setor seja mais incisivo [2].

Outro fator determinante para alavancar o desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica se encontra na eficiência dos módulos fotovoltaicos. O aumento da eficiência desses módulos possibilita que mais energia possa ser gerada em uma mesma área [12, 23]. Alguns fabricantes afirmam que seus módulos conseguem converter até 23% da luz solar incidente em energia elétrica, mas, em geral, os painéis encontrados no mercado têm eficiência variável entre 15-20% [23].

Em 2020, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulgou o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029 [24], onde apresenta as estimativas de expansão da capacidade instalada do Brasil. O estudo ressalta que, no tocante a energia solar, espera-se que, até o ano de 2029, a instalação de energia solar alcance o patamar de 10 GW acumulados.

Em [22] é mostrada uma das iniciativas do Governo do Ceará está em, junto ao CONFAZ e a SEFAZ (Secretaria da Fazenda), que se refere a aumentar a faixa de isenção do ICMS que atualmente é cobrada de usinas com potência superior a 1 MW. A proposta almeja aumentar a faixa de isenção para 5 MW e está em processo de tramitação na secretaria do Estado.

O Brasil no todo tem a oportunidade de impulsionar a inserção da energia solar na matriz elétrica do país, de modo que seja possível constituir uma cadeia produtiva capaz de incluir a fabricação de insumos, componentes, equipamentos e prestação de serviços, fazendo com que esse setor consiga consolidar-se e gerar empregos [13]. Para que isso seja alcançado, é necessário que haja envolvimento e comprometimento não somente das instâncias públicas do país, mas também da iniciativa privada.

O Ceará busca, através de políticas públicas, incentivos e programas já mencionados, aumentar a participação da energia solar fotovoltaica no Estado. Programas como o Renda do Sol, lançado recentemente, pretende alcançar patamares expressivos na diversificação energética, bem como gerar aumento de emprego e renda e atrair investimentos para o setor solar nos próximos anos [22].

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A diminuição dos custos inerentes à tecnologia solar fotovoltaica, a crescente preocupação com o meio ambiente, o potencial do recurso solar no país e o melhoramento da eficiência dos equipamentos utilizados na tecnologia, somam como alguns dos fatores primordiais e que contribuem para a disseminação e desenvolvimento dessa fonte de energia limpa no país.

Para que se consiga aproveitar de todo o potencial que o país dispõe, é necessário que haja engajamento das vertentes tanto do setor público, quanto do setor privado. O primeiro contribuindo e disseminando políticas públicas que facilitem o acesso à tecnologia solar fotovoltaica, principalmente para os consumidores residenciais, tornando possível a melhor inclusão desse público, em especial. O segundo, dispondo de condições de financiamento para o setor, possibilitando o melhor fortalecimento das linhas de créditos direcionados à instalação desses sistemas.

No que diz respeito ao Ceará, foi demonstrado que o Estado está em crescente avanço no âmbito solar fotovoltaico e tem estimulado o setor através de programas e iniciativas estaduais para reforçar e possibilitar a instalação de sistemas fotovoltaicos nas mais diversas classes de consumo. O setor privado também está contribuindo frente às linhas de crédito oferecidas, com custos e benefícios adequados, mas que ainda necessitam de melhorias. Tais melhorias de iniciativa estadual podem e devem ser replicadas nos outros estados, observando suas particularidades, fazendo com que tais inovações possam acelerar o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no país.

REFERÊNCIAS

- [1] SIMIONI, T. **O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico**. 2017. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/33ZEwJw>>. Acesso: 10 out. 2020.
- [2] DANTAS, Stefano Giacomazzi. **Oportunidades e desafios da Geração Solar Fotovoltaica no Semiárido do Brasil**. 2020. Disponível em: https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/TDs/td_2541.pdf. Acesso em: 10 out. 2020.
- [3] MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Resenha Energética Brasileira**. 2020. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36208/948169/Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+-+edi%C3%A7%C3%A3o+2020/ab9143cc-b702-3700-d83a-65e76dc87a9e>. Acesso em: 10 out. 2020.
- [4] SAUAIA, Rodrigo; KOLOSZUK, Ronaldo. **Evolução e perspectiva da fonte solar fotovoltaica no Brasil**. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/35_sauaia_2020_04_30.pdf. Acesso em: 23 out. 2020.
- [5] BEZERRA, Alex Bizarria. **Cenários prospectivos da energia solar fotovoltaica no Ceará para o período de 2019 a 2030**. 2019. 147 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado Acadêmico em Administração, Universidade Estadual do Ceará, Fortaleza, 2019.
- [6] ANEEL. **Geração Distribuída**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJ9>. Acesso em: 30 nov. 2020.
- [7] ADECE. **Atlas Eólico e Solar do Ceará**. Disponível em: <http://atlas.adece.ce.gov.br>. Acesso em: 29 nov. 2020.
- [8] MARQUES, Rubéria Caminha; KRAUTER, Stefan C. W.; LIMA, Lutero C. de. **Energia solar fotovoltaica e perspectivas de autonomia energética para o nordeste brasileiro**. Disponível em: <https://periodicos.unifor.br/tec/article/view/1049>. Acesso em: 25 nov. 2020.
- [9] CRESEB. **Energia solar: princípios e aplicações**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. Acesso em 25 nov. 2020.
- [10] ANEEL. **Geração Distribuída**. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false. Acesso em: 25 nov. 2020.
- [11] ABSOLAR. **A força da energia solar em tempos de pandemia**. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/a-forca-da-energia-solar-em-tempos-de-pandemia.html>. Acesso em: 25 nov. 2020.

- [12] SILVA, Rutelly Marques da. **Energia solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. 2015. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td166>. Acesso em: 27 nov. 2020.
- [13] CAMARGO, Fernando. **Desafios e Oportunidades para a energia solar fotovoltaica no Brasil: recomendações para políticas públicas**. recomendações para políticas públicas. Disponível em: <https://www.wwf.org.br/informacoes/biblioteca/?46522/desafios-e-oportunidades-para-a-energia-solar-fotovoltaica-no-brasil-recomendacoes-para-politicas-publicas#:~:text=O%20estudo%20E2%80%9CDesafios%20e%20Oportunidades,que%20o%20setor%20enfrenta%20atualmente..> Acesso em: 30 nov. 2020.
- [14] LABREN. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição (2017)**. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 30 nov. 2020.
- [15] ANEEL. **Sistema de Informações da Geração da ANEEL SIGA**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjYtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJ9>. Acesso em: 30 nov. 2020.
- [16] BEZERRA, Francisco Diniz. **Nordeste: Futuro promissor para energia solar**. 2018. Disponível em: https://www.bnb.gov.br/documents/80223/3365127/solar_31-2018-FINAL.pdf/2c59b789-02ee-9a5a-3d8c-e5b95a0e3cb7. Acesso em: 30 nov. 2020.
- [17] ELBER FEITOSA. ABSOLAR. **Mercado de energia solar deve gerar 4,8 mil empregos no Ceará em 2020**. Disponível em: <http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/mercado-de-energia-solar-deve-gerar-48-mil-empregos-no-ceara-em-2020.html>. Acesso em: 30 nov. 2020.
- [18] SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos. Acesso em 25 de nov. 2020.
- [19] ANEEL. **Geração Distribuída**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_estadual_detalhe.asp?uf=CE. Acesso em: 26 nov. 2020.
- [20] RODRIGUES, Giuliana Cândida Vieira; SANTOS JÚNIOR, Bartolomeu Ferreira dos. **Regulamentação e incentivos da geração distribuída fotovoltaica: situação atual e perspectivas no Brasil e Piauí**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 12., 2020, Foz do Iguaçu. **Congresso**. - : -, 2020. p. 1-11.
- [21] FUNCEME. **Atlas Solarimétrico do Ceará 1963-2010**. Disponível em: <http://www.funceme.br/wp-content/uploads/2019/08/Atlas-Solarim%C3%A9trico-do-Cear%C3%A1.pdf>. Acesso em: 26 nov. 2020.
- [22] Governo do Estado do Ceará. **Plataforma Ceará 2050 - Programa Estratégico Renda do Sol**. Disponível em: <https://www.seplag.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/14/2020/07/Renda-do-Sol.pdf>. Acesso em: 30 nov. 2020.
- [23] JESUS, Fernando. **Quais os painéis solares fotovoltaicos mais eficientes do mercado?** 2020. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/paineis-solares-mais-eficientes/>. Acesso em: 30 nov. 2020.
- [24] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2017**. 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/Informe%20EPE%20-%20PDE%202027.pdf>. Acesso em: 30 nov. 2020.



Artigo

Análise de falha de uma linha de eixo de transmissão pertencente a um descarregador de barcaças instalado no Terminal Salineiro de Areia Branca/RN

Raniel Azevedo Pinheiro^[1], Dr. Fabrício José Nóbrega Cavalcante^[2]

^[1] Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Engenharia de Manutenção; aluno; raniel.azevedo@hotmail.com

^[2] Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Engenharia de Manutenção; orientador; fabriciocavalcante@ufersa.edu.br

Recebido: 28/05/2021;

Aceito: 28/08/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: A análise de falhas consiste em um conjunto de ações com o objetivo de analisar as não conformidades ocorridas em componentes e equipamentos pertencentes a um determinado processo, para encontrar e mitigar as causas raiz dos problemas em questão. Este tipo de estudo é presente na área de manutenção desde o ano de 1949, quando engenheiros militares dos Estados Unidos da América (EUA) trabalhavam na confiabilidade dos seus sistemas e equipamentos. Dessa forma, foi proposta a obtenção da causa raiz de uma falha ocorrida, bem como a análise de outras possíveis falhas de uma linha de eixo de transmissão responsável pela translação do *Trolley* (casaria fabricada em chapa de aço, contendo rodas, equipamentos mecânicos e elétricos responsáveis por seu movimento sob trilhos) de um descarregador de barcaças pertencente ao Terminal Salineiro de Areia Branca/RN. Aplicando a metodologia das ferramentas de análise de falhas cinco porquês e FMEA, foi possível identificar a causa raiz do rompimento do eixo, que se deu na falta de programação de manutenção preventiva do equipamento, e levantar todas as formas como o equipamento pode falhar e seus efeitos, gerando um conjunto de atividades preventivas e preditivas a fim de eliminar os riscos.

Palavras-chave: Falha; Porquês; FMEA; Manutenção; Porto.

Abstract: Failure analysis consists of a set of actions with the objective of analyzing the non-conformities that occurred in components and equipment belonging to a given process, in order to find and mitigate the root causes of the problems in question. This type of study has been present in the maintenance area since 1949, when military engineers from the United States of America (USA) worked on the reliability of their systems and equipment. Thus, it was proposed to obtain the root cause of a failure that occurred, as well the analysis of other possible failures of a transmission shaft line responsible for the translation of the *Trolley* (house made of steel sheet, containing wheels, mechanical and electrical equipment responsible for its movement on rails) from a barge unloader belonging to the Salineiro Terminal of Areia Branca/RN. Applying the methodology of the five whys and FMEA failure analysis tools, it was possible to identify the root cause of the shaft break, which occurred in the absence of a preventive maintenance schedule for the equipment, and to raise all the ways in which the equipment can fail and its effects, generating a set of preventive and predictive activities in order to eliminate risks.

Key-words: Failure; Why; FMEA; Maintenance; Harbor.

1. INTRODUÇÃO

O avanço do mercado e a exigência por produção cada vez maior, rápida e eficaz, requerem mais tempo e ótimas condições de operação dos equipamentos envolvidos nos processos, além de projetos complexos para que a demanda seja atendida. Logo, com o passar dos anos, a área da manutenção teve que avançar significativamente, aumentando a exigência por conhecimentos técnicos em níveis cada vez maiores. Nesse contexto, atualmente, a manutenção deve deixar de ser vista como uma área de custos e passar a fazer parte dos planejamentos estratégicos das empresas, tendo em vista a capacidade de antecipar as falhas e consequentes paradas inesperadas nos equipamentos durante a produção, evitando grandes prejuízos e otimizando os resultados [1,2].

A norma NBR 5462, convencionada em 1994 (Confiabilidade e manutenibilidade), define manutenção como sendo a combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado que possa desempenhar uma função requerida, ou seja, qualquer atividade que for realizada, desde a intervenção direta no equipamento feita pelos técnicos até o planejamento, para manter o equipamento em funcionamento, é considerada como manutenção. E o conceito de falha é definido como um evento ocorrente que torna o equipamento incapaz de desempenhar a função requerida [3].

Então, considerando os conceitos de manutenção e as necessidades do mercado de aumento de disponibilidade dos equipamentos de produção, surge a Manutenção Centrada em Confiabilidade (*Reliability Centered Maintenance*) – RCM, com conceito inicial no ano de 1949 nos Estados Unidos, como uma seleção de estratégias de manutenção capaz de manter a disponibilidade e confiabilidade de qualquer processo produtivo, tendo em vista a redução das falhas nos equipamentos, reduzindo o custo com paradas de produção. Para que o RCM seja aplicado, é necessária a aplicação de uma ferramenta que tenha o objetivo de analisar as principais funções do sistema, como as falhas podem surgir e quais as consequências dessas falhas, ou seja, analisar o modo e efeitos das falhas. Este método é chamado de FMEA (*Failure Modes and Effects Analysis*) [4-6].

O método cinco porquês, desenvolvido por Sakichi Toyoda, fundador da Toyota, é utilizado para determinar as causas e os efeitos de uma determinada falha específica e consiste em um método interrogativo, em que a pergunta “por quê?” é feita a cada evento que antecedeu à falha, até que se encontre a causa raiz. É importante salientar que não necessariamente esta é encontrada na quinta pergunta, podendo ser antes ou depois [1].

O Terminal Salineiro de Areia Branca (TERSAB), mais conhecido como Porto-Ilha, está localizado no Rio Grande do Norte, a 14 km do litoral da cidade de Areia Branca/RN. Em operação desde setembro de 1974, o TERSAB é responsável pelo escoamento de todo o sal que é exportado, bem como para mercado interno. Tendo a característica de ser o único porto de material a granel *off-shore* do mundo, possui uma capacidade de escoamento anual de sal marinho de aproximadamente dois milhões de toneladas [7].

Diante do exposto, o objetivo deste trabalho é utilizar a ferramenta cinco porquês para analisar uma falha ocorrida em uma linha de eixo de transmissão de um descarregador de barças de sal marinho instalado e em operação no Terminal Salineiro de Areia Branca (TERSAB), e em seguida aplicar o FMEA no equipamento, de forma que, ao final da análise, tenha-se um conjunto de ações de manutenção preventivas e preditivas a fim de eliminar a reincidência da falha.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

A aplicação das ferramentas de análise na falha ocorrida no equipamento do TERSAB se dará na seguinte sequência:

1. Cinco porquês
2. FMEA

O método dos cinco porquês será aplicado primeiro com o objetivo de descobrir a causa raiz da falha seguindo o modelo do fluxograma mostrado na Figura 1.

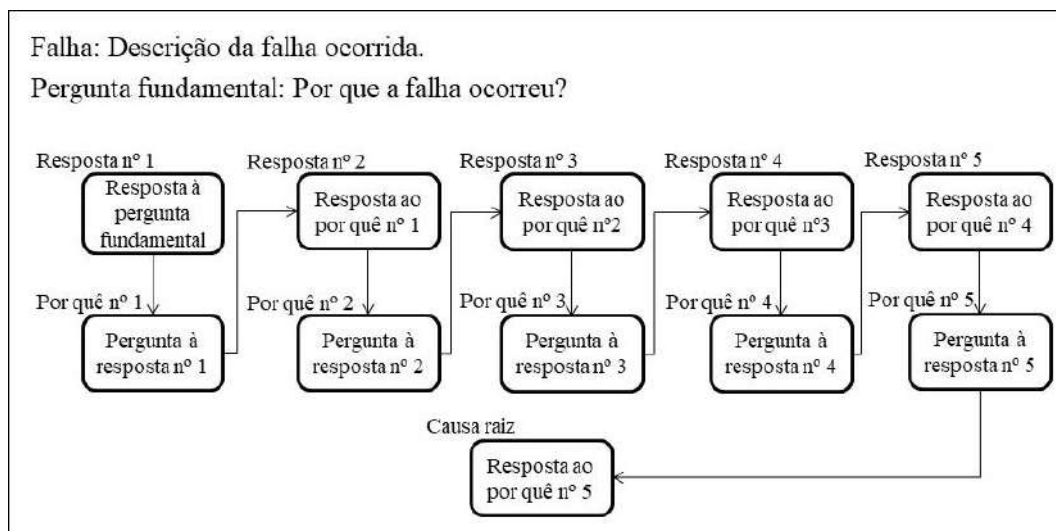


FIGURA 1. Fluxograma adaptado do método dos cinco porquês [1].

Após a identificação da causa raiz da falha no equipamento, será feita a aplicação da ferramenta FMEA para elaboração de análise dos modos, causas e efeitos das falhas que podem acontecer ao equipamento, juntamente com um conjunto de ações de manutenção preventivas a ser executadas pelas equipes mantenedoras para evitar que a causa raiz e demais falhas ocorram durante a operação do equipamento, aumentando sua disponibilidade. Como resultado, será gerado um documento de FMEA para a linha de eixo de transmissão em estudo. Para a elaboração do documento será seguido o seguinte passo a passo, conforme sugerido pelo autor Eng. Jhonata Teles [1]:

1. Cabeçalho: deve conter o número do FMEA, revisão do documento, processo, área e sistema analisados, equipe de elaboração da análise, data de início, responsável pela atividade de elaboração e responsável pela revisão;
2. Ponto da falha: é onde serão indicados o equipamento, função do equipamento, e componentes analisados;
3. Análise da falha: nesta etapa serão identificados os modos de falhas (que é como a falha se apresenta, se pela audição, visão, olfato ou tato), os efeitos da falha (que é a consequência dessa falha no processo) e a causa da falha (o que levou o componente a falhar);
4. Avaliação de risco: através de três fatores, que são a ocorrência da falha, severidade da falha e probabilidade de detecção, quantifica-se o risco de cada modo de falha seguido do cálculo do RPN (*Risk Priority Number* – Número de Prioridade de Risco). Esta análise é feita conforme explicação abaixo.

O valor de cada fator é obtido através de atribuição de nota, que vai de um a dez, para cada modo de falha. O menor valor indica menores chances ou intensidade e o maior valor indica maiores chances ou intensidade, conforme mostrado nas Figuras 2, 3 e 4 abaixo, para ocorrência da falha, severidade da falha e probabilidade de detecção, respectivamente.

Ocorrência		
Probabilidade de falha	Taxas de falha possíveis	Índice de ocorrência
Remota: falha é improvável	Chance remota de falha	1
Baixa: relativamente poucas falhas	Frequência muito baixa: uma vez a cada cinco anos	2
	Pouco frequente: uma vez a cada dois anos	3
Moderada: falhas ocasionais	Frequência baixa: uma vez por ano	4
	Frequência ocasional: uma vez por semestre	5
	Frequência moderada: uma vez por mês	6
Alta: falhas frequentes	Frequente: uma vez por semana	7
	Frequência elevada: algumas vezes por semana	8
Muito alta: falhas persistentes	Frequência muito elevada: uma vez ao dia	9
	Frequência máxima: várias vezes ao dia	10

FIGURA 2. Quantificação da ocorrência da falha, adaptado [1].

Severidade		
Severidade	Efeito da severidade	Índice da severidade
Nenhum	Sem defeito identificado	1
Muito menor	Itens de ajuste. Acabamento/chiado e barulho não-conformes. Defeito evidenciado por clientes acurados (< 25%)	2
Menor	Itens de ajuste. Acabamento/chiado e barulho não-conformes. Defeito evidenciado por clientes (50%)	3
Muito baixo	Itens de ajuste. Acabamento/chiado e barulho não-conformes. Defeito notado pela maioria dos clientes (> 75%)	4
Baixo	Equipamento operável, mas item de conforto/conveniência operável com níveis de desempenho reduzido	5
Moderado	Equipamento operável, mas item de conforto/conveniência inoperável. Cliente insatisfeito	6
Alto	Equipamento inoperável, mas com níveis de desempenho reduzido. Cliente muito insatisfeito	7
Muito alto	Equipamento inoperável (perda das funções primárias)	8
Perigoso com aviso prévio	Índice de severidade muito alto quando o modo de falha potencial afeta a segurança na operação do equipamento com aviso prévio	9
Perigoso sem aviso prévio	Índice de severidade muito alto quando o modo de falha potencial afeta a segurança na operação do equipamento sem aviso prévio	10

FIGURA 3. Quantificação da severidade da falha, adaptado [1].

Detecção		
Detecção	Critério	Índice da detecção
Quase certamente	Controles certamente detectarão	1
Muito alta	Controles quase certamente detectarão	2
Alta	Controles têm boas chances de detectar	3
Moderadamente alta	Controles têm boas chances de detectar, em casos de preparação de máquina	4
Moderada	Controles podem detectar	5
Baixa	Controles podem detectar, com métodos estatísticos	6
Muito baixa	Controles têm poucas chances de detecção	7
Remota	Controles têm poucas chances de detecção, apenas com inspeção visual	8
Muito remota	Controles provavelmente não irão detectar	9
Quase impossível	Certeza absoluta da não detecção	10

FIGURA 4. Quantificação da detecção da falha, adaptado [1].

Após atribuir os valores de ocorrência (O), severidade (S) e detecção (D) para determinado modo de falha, multiplica-se os índices, onde o resultado é o RPN, como mostrado na Equação 1. Quanto maior este valor, maior é a prioridade do componente analisado no plano de ações de manutenções preventivas e preditivas [1].

$$RPN = O \cdot S \cdot D \quad (1)$$

5. Ações preventivas recomendadas: utilizando-se dos conhecimentos da equipe de manutenção, nesta etapa são listadas, para cada modo de falha, as ações preventivas e preditivas necessárias para que as falhas não ocorram ou mitigar seus riscos.

O equipamento em estudo é chamado de linha de eixo de transmissão, do qual tem o objetivo principal de movimentar um carro *Trolley* (pode ser descrito como uma casaria fabricada em chapas de aço, contendo rodas, equipamentos mecânicos e elétricos responsáveis pelas operações de sal) sob trilhos em um descarregador de barcaças (DB) pertencente ao TERSAB.

A linha de eixo de transmissão é subdividida em duas, uma maior e outra menor, que acopladas a um redutor de velocidade, e este, a um motor elétrico de acionamento, transmitem torque através do eixo e engrenagens da própria linha e das rodas, permitindo o movimento de translação sob os trilhos. A Figura 5 é uma foto do local onde são instalados os equipamentos. Nela é possível observar os equipamentos citados acima, chamado de sistema de translação do *Trolley*.

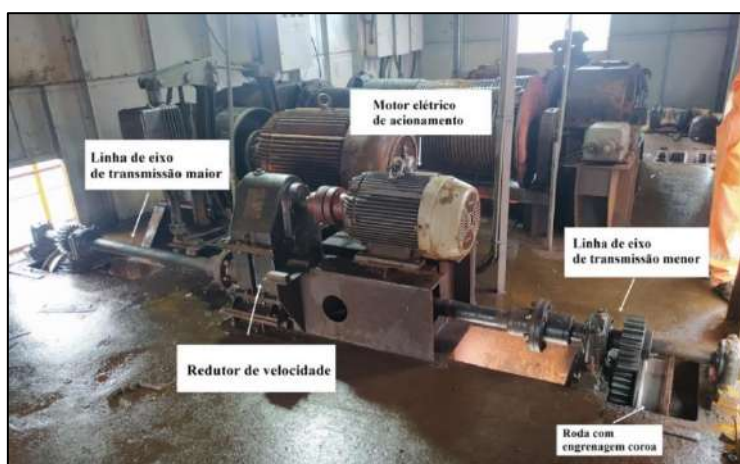


FIGURA 5. Equipamento que compõem o sistema de translação do *Trolley* de um DB, do qual a linha de eixo de transmissão faz parte (autoria própria).

A situação que foi analisada foi uma falha na linha de eixo de transmissão menor, com o rompimento do eixo, ocorrida no mês de dezembro do ano de 2019. A Figura 6 mostra uma foto do equipamento e o local do rompimento e a Figura 7 mostra uma foto dos componentes e os nomes que formam o equipamento em estudo.



FIGURA 6. Rompimento do eixo com indicação do local da falha (autoria própria).



FIGURA 7. Componentes da linha de eixo menor (autoria própria).

3. RESULTADOS

3.1. Aplicação do método dos Cinco porquês: análise de causa raiz

Semelhante ao método que será aplicado no FMEA, foi elaborado um documento de análise de causa raiz pelo método dos cinco porquês, incluindo um cabeçalho de identificação conforme mostrado na Figura 8, contendo número da análise, revisão do documento, processo, área e sistema analisados, equipe de elaboração da análise, data de início, responsável pela atividade de elaboração e responsável pela revisão.

Análise de Causa Raiz - 5 porquês					
Nº:	1	Revisão Nº:	1	Data de Início:	12/05/2021
Processo:	01-DB/2021	Área:	DB	Sistema:	Translação do Trolley do Descarregador de Barcaças
Equipe:	Setor de PCM	Responsável:	Raniel Azevedo Pinheiro	Revisado por:	Gerência de PCM

FIGURA 8. Cabeçalho da análise de falha utilizando o método dos cinco porquês (autoria própria).

Após o cabeçalho, foi feita a descrição da falha e a pergunta fundamental da falha, respectivamente:

- Rompimento do eixo da linha de eixo de transmissão menor, entre o mancal 2 e a engrenagem pinhão;
- Por que o eixo rompeu?

A partir disso, foram aplicadas cinco perguntas e respostas, conforme mostrado na Figura 9.

Descrição da Rompimento do eixo da linha de eixo de transmissão menor, entre o falha: mancal 2 e a engrenagem pinhão			Pergunta fundamental: Por que o eixo rompeu?	
Resposta (1ª)	Resposta (2ª)	Resposta (3ª)	Resposta (4ª)	Resposta (5ª)
A linha de eixo operou com folga no mancal 2.	Os parafusos da base do mancal estavam folgados.	Após a montagem da linha de eixo, os parafusos não foram reapertados preventivamente.	Não existe um cronograma de manutenção preventiva para a linha de eixo.	O cronograma não foi elaborado pelo setor de Planejamento e Controle de Manutenção (PCM).
Por que? (1ª)	Por que? (2ª)	Por que? (3ª)	Por que? (4ª)	Por que? (5ª)
Por que a linha de eixo operou com folga no mancal 2?	Por que os parafusos da base do mancal estavam folgados?	Por que não houve reaperto dos parafusos?	Por que não existe um cronograma de manutenção preventiva para a linha de eixo?	Por que o PCM não elaborou o cronograma de manutenção preventiva da linha de eixo?
		Causa Raiz		
		O setor de PCM está sempre envolvido em manutenções corretivas rotineiras nos demais equipamentos do processo, não conseguindo ter elaborado um cronograma de preventivos para a linha de eixo.		

FIGURA 9. Resultados da análise dos cinco porquês (autoria própria).

Como resultado, a causa raiz encontrada para a falha ocorrida na linha de eixo de transmissão está na concentração do setor de PCM em mitigar as manutenções corretivas que acontecem diariamente em todo o processo de produção de descarregamento de sal. Dessa forma, as manutenções preventivas acabam ficando em segundo plano, pois a necessidade maior está no retorno das operações do DB em um menor tempo possível, pois sua paralisação acarreta em prejuízos enormes. O documento da análise cinco porquês é apresentado no apêndice A1.

3.2. Aplicação do método FMEA: análise de modos e efeitos de falha

Após a análise de causa raiz, o FMEA foi aplicado para mapear e revisar todos os componentes do equipamento com o objetivo de estruturar a mitigação das possíveis falhas para eliminar os riscos baseado na redução da probabilidade da falha.

Seguindo a metodologia exposta anteriormente, a aplicação do FMEA iniciou com a elaboração de um cabeçalho, contendo informações de controle do processo para o setor do PCM (Figura 10), seguindo com o ponto da falha, onde foi identificado o equipamento analisado, no caso uma linha de eixo de transmissão, a sua função de transmitir torque e velocidade para movimentar o *Trolley* e os componentes do equipamento, respectivamente (Figura 11).

Análise de Modo e Efeito de Falha - FMEA					
Nº FMEA:	1	Revisão Nº:	1	Data de Início:	12/05/2021
Responsável:	Raniel Azevedo Pinheiro				
Processo:	02-DB/2021	Área:	DB	Sistema:	Translação do Trolley do Descarregador de Barcaças
Equipe:	Setor de PCM		Revisado por:	Gerência de PCM	

FIGURA 10. Cabeçalho da análise de modo e efeito de falha utilizando o FMEA (autoria própria).

Ponto da Falha		
Equipamento	Função do Equipamento	Componente
Linha de eixo de transmissão menor	Transmitir torque e velocidade às rodas para movimentação do Trolley	Engrenagem pinhão
		Mancais
		Rolamentos
		Buchas de fixação
		Eixo
		Referentes dos mancais
		Acomplamento

FIGURA 11. Ponto da falha do FMEA da linha de eixo de transmissão menor (autoria própria).

Após identificação do equipamento, sua função e componentes, foi feita a análise da falha, do qual, foram identificados todos os possíveis modos de falha (também chamado de sintomas) que podem ocorrer a em cada componente, os efeitos que cada modo de falha oferece ao sistema e os motivos que causaram os modos de falha, conforme mostrado na Figura 12.

Análise da Falha		
Modos de Falha	Efeitos de Falha	Causa da Falha
Vibração excessiva	Desgaste dos dentes	Regime de trabalho pesado
Vibração excessiva	Desgaste do rasgo de chaveta	Impactos gerados entre os dentes desgastados
Vibração excessiva	Desalinhamento da linha de eixo	Folga dos parafusos da base
Vibração excessiva	Quebra da base dos mancais	Folga dos parafusos da base
Vibração excessiva	Falha do eixo	Desalinhamento da linha de eixo
Temperaturas excessivas	Perda de eficiência de lubrificação	Desalinhamento da linha de eixo
Temperaturas excessivas	Quebra do rolamentos	Falha de lubrificação nos mancais
Vibração excessivas	Quebra do rolamentos	Desalinhamento da linha de eixo
Vibração excessiva	Falha do eixo	Folga na porca de ajuste das bucha
Vibração excessiva	Quebra do eixo e rolamentos	Desnivelamento do eixo na fabricação
Vazamento	Contaminação / Perda de Lubrificante	Falha na montagem
Vazamento	Contaminação / Perda de Lubrificante	Desalinhamento da linha de eixo
Vibração excessivas	Quebra dos rolamentos	Folga dos parafusos de união dos acoplamentos
Ruído excessivo	Desgaste dos furos de união dos acoplamentos	Folga dos parafusos de união dos acoplamentos

FIGURA 12. Análise da falha do FMEA da linha de eixo de transmissão menor (autoria própria).

A seguir, os riscos de todos os modos de falha foram quantificados através dos fatores (ocorrência, severidade e detecção) e valores mostrados anteriormente. Além disso, foi calculado o valor do RPN, utilizando-se da fórmula apresentada. A análise de risco é mostrada na Figura 13.

Avaliação de Risco			
Ocorrência	Severidade	Defecção	RPN
4	3	6	72
3	5	6	90
6	7	7	294
2	8	9	144
5	8	10	400
6	5	5	150
5	8	6	240
6	8	6	288
3	8	9	216
2	8	4	64
6	3	9	162
6	3	9	162
6	8	6	288
4	8	7	224

FIGURA 13. Análise de risco do FMEA da linha de eixo de transmissão menor (autoria própria).

Por fim, para finalizar a elaboração do FMEA da linha de eixo de transmissão menor, foram atribuídas atividades de manutenção preventiva e preditiva, para cada modo falha, com o objetivo de prevenir e/ou identificar as falhas em estágio inicial. As ações preventivas recomendadas são apresentadas na Figura 14.

Ação Preventiva Recomendada
Inspeccionar folga das engrenagens a cada 2 meses.
Inspeccionar folga das engrenagens a cada 2 meses.
Reapertar parafusos das bases dos mancais a cada 20 dias.
Reapertar parafusos das bases dos mancais a cada 20 dias.
Inspeccionar alinhamento da linha de eixo mensalmente. Fazer alinhamento a laser conforme resultado da inspeção.
Lubrificar rolamentos a cada 360 horas.
Inspeccionar e substituir graxeiros dos mancais a cada 2 meses. Lubrificar rolamentos a cada 360 horas.
Fazer análise de vibração mensalmente.
Treinamento técnico da equipe sobre montagem e manutenção de mancais.
Inspeccionar nivelamento do eixo antes da montagem dos rolamentos.
Treinamento técnico da equipe sobre montagem e manutenção de mancais.
Treinamento técnico da equipe sobre alinhamento de equipamentos.
Reapertar parafusos das bases dos mancais a cada 2 meses.
Reapertar parafusos das bases dos mancais a cada 2 meses.

FIGURA 14. Ações preventivas recomendadas do FMEA da linha de eixo de transmissão menor (autoria própria).

Como resultado da análise FMEA para linha de eixo de transmissão, através dos valores calculados do RPN é possível observar e elencar os quatro maiores riscos para o sistema de translação do *Trolley* em caso de falha, que são:

1. Vibração excessiva nos mancais causada pelo desalinhamento da linha de eixo. RPN: 400

2. Vibração excessiva nos mancais causada pela folga dos parafusos da base. RPN: 294
3. Vibração excessiva nos rolamentos causada pelo desalinhamento da linha de eixo. RPN: 288
4. Vibração excessiva nos acoplamentos causada pela folga dos parafusos de união dos acoplamentos. RPN: 288

Baseado nisso, as ações preventivas, principalmente para estes últimos modos de falha, devem ser seguidas, conforme uma programação a ser elaborada pelo de PCM a ser executada dia a dia, para que a disponibilidade desse equipamento seja aumentada consideravelmente, reduzindo os custos da operação. O documento da análise FMEA é apresentado no apêndice A2.

4. CONCLUSÃO

Assim, aplicando o método de análise de causa raiz da falha, com o método dos cinco porquês, na linha de eixo de transmissão de um descarregador de barças do TERSAB, foi possível chegar à causa raiz da falha ocorrida no eixo em dezembro de 2019 que foi a folga dos parafusos nos mancais da linha de eixo menor devido a não elaboração de um cronograma de manutenção preventiva no equipamento. Na aplicação do FMEA foi possível identificar todos os demais modos como o equipamento pode falhar e suas consequências, gerando um conjunto de atividades para preveni-las, como o treinamento da equipe de PCM para elaboração de cronogramas de manutenção e o posterior reaperto de parafusos dos mancais durante tempos de operação. obedecendo então ao proposto no estudo. Estas atividades devem ser adicionadas nos cronogramas de manutenção elaborados e revisados pelo setor do PCM.

5. AGRADECIMENTOS

Agradecimentos a Companhia Docas do Rio Grande do Norte (CODERN), administradora do Terminal Salineiro de Areia Branca, pela autorização e divulgação do estudo de caso.

REFERÊNCIAS

- [1] Teles, Eng. Jhonata. *Planejamento e Controle da Manutenção: Uma metodologia passo a passo para implantação do PCM*, 1ª ed.; Editora: Engeteles, Brasil, 2019; p. 04–137.
- [2] Viana, Herbert Ricardo. *PCM: Planejamento e Controle da Manutenção*, 1ª ed.; Editora: Qualitymark, Brasil, 2006; p. 01–192.
- [3] Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR 5462: Confiabilidade e Mantenabilidade*. Rio de Janeiro, p. 3-6. 1994.
- [4] ASM Handbook. *Maintenance Management and Engineering*. 1ª ed.; Editora: Springer, Ohio, p. 45-90. 2009. DOI: 10.1007/978-1-84882-472-0.
- [5] Kardec, Alan; Naseif, Júlio. *Manutenção: função estratégica*, 3ª ed.; Editora: Qualitymark, Brasil, 2009; p. 04–368.
- [6] Fogliatto, Flávio Sanson; Ribeiro, José Luis Duarte. *Confiabilidade e Manutenção Industrial*, 7ª ed.; Editora: Elsevier, Brasil, 2009; p. 01–288.
- [7] CODERN – Companhia Docas do Rio Grande do Norte. Disponível online: codern.com.br/term-salineiro-de-areia-branca/ (acesso em 10/05/2021).

APÊNDICE A1 – ANÁLISE DE CAUSA RAIZ DOS 5 PORQUÊS

Análise de Causa Raiz - 5 porquês							
Nº:	1	Revisão Nº:	1	Data de Início:	12/05/2021	Responsável:	Raniel Azevedo Pinheiro
Processo:	01-DB/2021	Área:	DB	Sistema:	Translação do Trolley do Descarregador de Barcaças	Revisado por:	Gerência de PCM
Equipe:	Setor de PCM						
Descrição da Rompimento do eixo da linha de eixo de transmissão menor, entre o falha: mancal 2 e a engrenagem pinhão							
Resposta (1º)	Resposta (2º)	Resposta (3º)	Resposta (4º)	Resposta (5ª)			
A linha de eixo operou com folga no mancal 2.	Os parafusos da base do mancal estavam folgados.	Após a montagem da linha de eixo, os parafusos não foram reapertados preventivamente.	Não existe um cronograma de manutenção preventiva para a linha de eixo.	O cronograma não foi elaborado pelo setor de Planejamento e Controle de Manutenção (PCM).			
Por que? (1º)	Por que? (2º)	Por que? (3º)	Por que? (4º)	Por que? (5º)			
Por que a linha de eixo operou com folga no mancal 2?	Por que os parafusos da base do mancal estavam folgados?	Por que não houve reaperto dos parafusos?	Por que não existe um cronograma de manutenção preventiva para a linha de eixo?	Por que o PCM não elaborou o cronograma de manutenção preventiva da linha de eixo?			
Causa Raiz							
O setor de PCM está sempre envolvido em manutenções corretivas rotineiras nos demais equipamentos do processo, não conseguindo ter elaborado um cronograma de preventivas para a linha de eixo.							

FIGURA A1. Documento da análise de causa raiz pelo método dos cinco porquês de uma linha de eixo de transmissão menor (autoria própria).

APÊNCIDE A2 – ANÁLISE DE MODO E EFEITO DE FALHA

Análise de Modo e Efeito de Falha - FMEA															
Nº FMEA:		1		Revisão Nº:		1		Data de Início:		12/05/2021		Responsável:		Raniel Azevedo Pinheiro	
Processo:		02-DB/2021		Área:		DB		Sistema:		Translação do Trolley do Descarregador de Barcoças		Revisado por:		Gêrência de PCM	
Equipe:		Setor de PCM													
Equipamento	Função do Equipamento	Componente	Modos de Falha	Efeitos de Falha	Causa da Falha	Avaliação de Risco			Ação Preventiva Recomendada						
						Ocorrência	Severidade	Detecção		RPN					
Linha de eixo de transmissão menor	Transmitir torque e velocidade às rodas para movimentação do Trolley	Engrenagem pinhão	Vibração excessiva	Desgaste dos dentes	Regime de trabalho pesado	4	3	6	72	Inspeccionar folga das engrenagens a cada 2 meses.					
			Vibração excessiva	Desgaste do rasgo de chaveira	Impactos gerados entre os dentes desgastados	3	5	6	90	Inspeccionar folga das engrenagens a cada 2 meses.					
		Mancais	Vibração excessiva	Desalinhamento da linha de eixo	Folga dos parafusos da base	6	7	7	294	Reapertar parafusos das bases dos mancais a cada 20 dias.					
			Vibração excessiva	Quebra da base dos mancais	Folga dos parafusos da base	2	8	9	144	Reapertar parafusos das bases dos mancais a cada 20 dias.					
			Vibração excessiva	Falha do eixo	Desalinhamento da linha de eixo	5	8	10	400	Inspeccionar alinhamento da linha de eixo mensalmente. Fazer alinhamento a laser conforme resultado da inspeção.					
		Rolamentos	Temperaturas excessivas	Perda de eficiência de lubrificação	Desalinhamento da linha de eixo	Falha de lubrificação nos mancais	Folga de lubrificação nos mancais	6	5	5	150	Lubrificar rolamentos a cada 360 horas.			
								Temperatura excessivas	Quebra do rolamento	Falha de lubrificação nos mancais	5	8	6	240	Inspeccionar e substituir graxeiros dos mancais a cada 2 meses. Lubrificar rolamentos a cada 360 horas.
								Vibração excessivas	Quebra do rolamento	Desalinhamento da linha de eixo	6	8	6	288	Fazer análise de vibração mensalmente.
								Vibração excessiva	Falha do eixo	Folga na porca de ajuste das buchas	3	8	9	216	Treinamento técnico da equipe sobre montagem e manutenção de mancais.
								Vibração excessiva	Quebra do eixo e rolamentos	Desalinhamento do eixo na fabricação	2	8	4	64	Inspeccionar nivelamento do eixo antes da montagem dos rolamentos.
Retentores dos mancais	Vazamento	Contaminação / Perda de Lubrificante	Falha na montagem	Falha na montagem	Falha na montagem	6	3	9	162	Treinamento técnico da equipe sobre montagem e manutenção de mancais.					
						Vazamento	Contaminação / Perda de Lubrificante	6	3	9	162	Treinamento técnico da equipe sobre montagem e manutenção de mancais.			
						Vibração excessivas	Quebra dos rolamentos	Folga dos parafusos de união dos acoplamentos	6	8	6	288	Reapertar parafusos das bases dos mancais a cada 2 meses.		
Acoplamento	Vibração excessiva	Desgaste dos furos de união dos acoplamentos	Folga dos parafusos de união dos acoplamentos	Folga dos parafusos de união dos acoplamentos	Folga dos parafusos de união dos acoplamentos	4	8	7	224	Reapertar parafusos das bases dos mancais a cada 2 meses.					
						Uido excessivo	Desgaste dos furos de união dos acoplamentos	Folga dos parafusos de união dos acoplamentos	4	8	7	224	Reapertar parafusos das bases dos mancais a cada 2 meses.		

FIGURA A2. Documento da análise dos modos e efeitos de falha de uma linha de eixo de transmissão menor pelo método FMEA (autoria própria).



Artigo

Aplicação do selo PROCEL EDIFICA: estudo de caso realizado em uma instituição de ensino superior em Mossoró/RN

Daniel C. C. Crisóstomo ^[1], José A. M. Neto ^[2] Arison M. Silva ^[3] e Marcos C. V. Melo ^[4]

^[1] Universidade Federal Rural do Semi-Árido: daniel.crisostomo@ufersa.edu.br

^[2] Universidade Potiguar; augustom123@outlook.com

^[3] Universidade Potiguar; arison47@hotmail.com

^[4] Universidade; marcos.vale09@hotmail.com

Recebido: 18/06/2021;

Aceito: 15/08/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: O Brasil passa por uma transformação com relação à questão de eficiência energética no setor da construção civil, principalmente na temática da sustentabilidade. Inserido no contexto da Lei Federal de Eficiência Energética nº 10.295, de 2001 e no Programa Brasileiro de Etiquetagem, publicado em 2009, o PROCEL EDIFICA se propõe a certificar projetos que preveem redução no consumo e o uso de energias alternativas. Embasado neste programa, objetiva-se neste artigo, propor sugestões de melhoria para a adequação de um empreendimento existente, ao nível máximo de eficiência energética do Selo PROCEL EDIFICA. Para tanto, foi realizado um estudo de caso em uma instituição de ensino superior particular de Mossoró/RN. A análise do ambiente foi realizada pelo método prescritivo, através do software DOMUS® da Eletrobrás, que foi alimentado com dados coletados “in loco”. O mesmo, classificou os sistemas de envoltória, iluminação e condicionamento de ar desta edificação. Na primeira simulação a edificação obteve a letra C, na segunda A e na terceira B, salientando-se que a classificação vai de A (mais eficiente) a E (menos eficiente).

Palavras-chave: PROCEL EDIFICA; Desempenho energético; Eficiência energética.

Abstract: Brazil is facing a transformation about the issue of energy efficiency in the civil construction sector, especially in terms of sustainability. In the context of the Federal Energy Efficiency Law n. 10.295, of 2001 and in the Brazilian Labeling Program, published in 2009, PROCEL EDIFICA proposes to certify projects that provide a reduction in consumption and the use of alternative energies. Based on this program, the objective of this article is to propose improvement suggestions for the adequacy of an existing enterprise, to the maximum level of energy efficiency of the PROCEL EDIFICA label. Therefore, a case study was carried out in a private higher education institution in Mossoró/RN. The analysis of the place was carried out using the prescriptive method, through the Eletrobrás DOMUS® software, which was fed with data collected in that place. The same, classified the wrapping, lighting and air conditioning systems of this building. In the first simulation the building obtained the letter C, in the second A and in the third B, noting that the classification ranges from A (most efficient) to E (least efficient).

Key-words: PROCEL EDIFICA, power performance, power efficiency.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com [1], para um empreendimento ser considerado sustentável, ele deve ser socialmente justo, economicamente viável e ecologicamente correto. Este pensamento converge especificamente para três pilares: o econômico, o social e o ambiental. Os mesmos, são fundamentos que precisam ser utilizados na construção do desenvolvimento sustentável. A melhoria da qualidade de vida da população depende, entre outros, diretamente destes fatores, cuja aplicação é de suma importância nos mais diversos setores na sociedade.

Entende-se que a sustentabilidade econômica e social está diretamente relacionada com a distribuição de renda da população. A medida que há um desenvolvimento sustentável, vislumbra-se a inclusão de toda população neste processo [11]. Já no eixo ambiental, entende-se que a sustentabilidade é a capacidade do ambiente de se manter vivo, equilibrado e em pleno funcionamento sustentável. Porém, isso só é possível se o uso dos recursos naturais for feito de maneira responsável.

A indústria da construção é o setor de atividades humanas que mais consome recursos naturais e utiliza energia de forma intensiva, gerando consideráveis impactos ambientais. [2]

Com a elaboração e promulgação da Lei Nº 10.295 pelo Ministério de Minas e Energia, foram estabelecidos mecanismos e medidas que implicassem em edificações energeticamente mais eficientes [3]. Através dessa lei, foram estabelecidos níveis mínimos de eficiência energética a serem atendidos por máquinas e aparelhos consumidores de energia do país [4]. Tal fato provocou a obrigatoriedade do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) em diversos produtos do país. O programa fornece informações sobre a eficiência energética, e outros critérios dos produtos que podem influenciar a escolha dos consumidores. O principal objetivo é informar de forma clara e intuitiva das especificações técnicas de consumo energético dos produtos adquiridos pelos consumidores, que podem facilmente identificar quais os produtos mais eficientes. [5]

Objetivando uma melhor eficiência energética nas edificações, e a divulgação de soluções sustentáveis, há anos o desenvolvimento de normas e certificações vem sendo desenvolvido em diversos países. Nesse sentido, as certificações energéticas são uma forma de classificação dos empreendimentos, visando otimizar construções com modelos sustentáveis.

Atualmente, diversos países já possuem certificações para suas edificações. É o exemplo da Austrália, Estados Unidos, Canadá, México e da União Europeia. [6], em seu trabalho, cita vários países que já possuem certificações energéticas nas edificações.

Segundo [4], nas últimas décadas obtiveram-se significativos avanços em relação à eficiência energética no setor, com edificações que trabalham com iluminação e ventilação natural, lâmpadas e equipamentos eficientes. Além disso, existem alguns sistemas construtivos que tornam a edificação mais adequada à região e clima em que se encontra.

No Brasil, a etiquetagem em edificações faz parte do Programa Brasileiro de Etiquetagem e foi desenvolvido através de uma parceria entre o INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia) e a Eletrobrás. Através desse programa, é possível qualificar edificações através da mesma classificação obtida em outros produtos [7].

Diante do exposto, este estudo tem como objetivo analisar e propor sugestões de melhoria para a adequação do nível de eficiência energética de uma edificação já existente, tendo como estudo de caso: uma instituição de ensino particular de Mossoró/RN, utilizando Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações – PROCEL EDIFICA, a fim de sugerir melhoras, ou constatar, a classificação de eficiência energética desta edificação para o nível “A”.

Para tanto, será necessário verificar a atual eficiência energética da instituição de ensino, propondo alterações, ou substituições de equipamentos que qualifiquem a eficiência energética deste setor, se for o caso;

utilizando como ferramenta de pesquisa um software capaz de simular a classificação de etiquetagem.

2. SELO PROCEL EDIFICA

Apesar de relativamente novo no Brasil, o Selo PROCEL EDIFICA é de suma importância no processo de sustentabilidade do país. O programa tem como objetivo, além de fomentar a conscientização com relação a eficiência energética, apresentar ao consumidor um novo parâmetro para ajudá-lo na escolha da aquisição de imóveis mais eficientes. Ademais, é um setor que apresenta um percentual significativo diante do índice de consumo de energia elétrica no país [5].

Segundo o Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética, o Selo PROCEL EDIFICA, também conhecido como Selo Procel Edificações, estabelecido em novembro de 2014, é um instrumento de adesão voluntária que tem por objetivo principal identificar as edificações que apresentem as melhores classificações de eficiência energética em uma dada categoria, motivando o mercado consumidor a adquirir e utilizar imóveis mais eficientes. Este é um setor de extrema importância no mercado de energia elétrica, representando cerca de 50% do consumo de eletricidade do País

A metodologia de avaliação da conformidade está descrita no Regulamento para Concessão do Selo Procel de Economia de Energia para Edificações, bem como nos Critérios Técnicos específicos e baseiam-se no Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética em Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos (RTQ-C) e no Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética em Edificações Residenciais (RTQ-R) do Programa Brasileiro de Edificações – PBE Edifica” [5]

O primeiro passo para obter Selo PROCEL EDIFICA, é conseguir a Etiqueta PBE Edifica, classe A, nos seguintes sistemas: envoltória, sistema de iluminação e sistema de condicionamento de ar. Portanto, e imprescindível que todas etapas, referentes a construção da edificação que visa obter o selo, sejam desenvolvidas de forma eficiente em todo o processo construtivo, bem como na fase de projeto.

“A Etiqueta PBE Edifica faz parte do Programa Brasileiro de Etiquetagem executado pelo Inmetro e coordenado pela Eletrobras. Ela evidencia o atendimento a requisitos de desempenho estabelecidos em normas e regulamentos técnicos (RTQ’s) e classifica os edifícios em classes que variam da mais eficiente (A) a menos eficiente (E), estas etiquetas são emitidas pelos OIAs – Organismos de Inspeção Acreditado pelo Inmetro”. [5]

Portanto, são os OIAs que podem ser pessoas jurídicas, de direito público ou privado, cuja competência é reconhecida pela Cgcre - Coordenação Geral de Acreditação do Inmetro que emitem a etiqueta PBE Edifica. Existem OIAs a nível nacional, porém, atualmente não há registro de OIAs no estado do Rio Grande do Norte.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

A concessão da etiqueta passa por um processo de etiquetagem que é dividido em duas etapas, sendo a primeira a fase do projeto e a outra a após a construção da edificação. O método utilizado para a avaliação do projeto pode ser o prescritivo ou o método da simulação. A construção deve ser avaliada através de inspeção in loco, sendo que os sistemas avaliados são: envoltória (fechamentos de edificação – cobertura e paredes, geometria da edificação, áreas de abertura, proteções solares e entre outros), iluminação e condicionamento de ar.

No método prescritivo são inseridos no software os dados para que este possa aplicar as equações e fornecer os resultados relativos aos sistemas de envoltória (arquitetônico-constructivas), iluminação e condicionamento de ar. [8]

Assim, neste estudo de caso, optou-se por utilizar o método prescritivo no estudo de caso. Para tanto, utilizou-se o software Domus® na simulação dos resultados requeridos.

3.1. Software DOMUS®

O Domus® é um software de simulação higrotérmica (ausência de desconforto térmico) e energética de edificações voltada a profissional de engenharia e de arquitetura. O software realiza a análise de vários parâmetros tais como: consumo e demanda de energia; conforto térmico segundo diferentes índices [10]; risco de crescimento de mofo e de condensação; dimensionamento de sistemas de climatização; avaliação do nível de eficiência energética para edificações comerciais, de serviços e públicas, em conformidade com o RTQ-C (Regulamento Técnico de Qualidade de Edificações Comerciais; Influência climática; monitoramento de sistemas centrais de condicionamento de ar. O programa também possui uma interface de desenho próprio, que permite a elaboração rápida de projetos para análise de desempenho de componentes construtivos e de sistemas de climatização. [5] A coleta de dados para o estudo de caso foi realizada utilizando os seguintes métodos e ferramentas:

- Trena, papel e caneta
- Inspeções em todas as salas do bloco “C” e respectivas medições.
- Entrevistas com os profissionais do local.
- Contagem e registro de equipamentos.

A coleta de dados foi realizada entre os dias 26 e 28 de setembro de 2018, das 14h às 17h, durante visita a instituição (Figura 1), nesta etapa de coleta de dados foi feito o uso de uma tabela (Figura 2), recolhendo dados necessários para posterior alimentação do software Domus® com os mesmos. Durante a coleta houve o acompanhamento de alguns técnicos de laboratório da instituição, para o auxílio quanto ao número de usuários dos laboratórios que se tornaram objeto de estudo para este artigo. Realizou-se a coleta de dados em vinte e uma salas de um total de vinte e quatro que formam bloco. Foram necessárias, também, algumas visitas ao bloco da instituição em dias posteriores, pois, não houve a possibilidade da coleta de dados de três salas do setor de gastronomia, por falta de profissionais responsáveis e autorizados que pudessem abrir os respectivos ambientes.

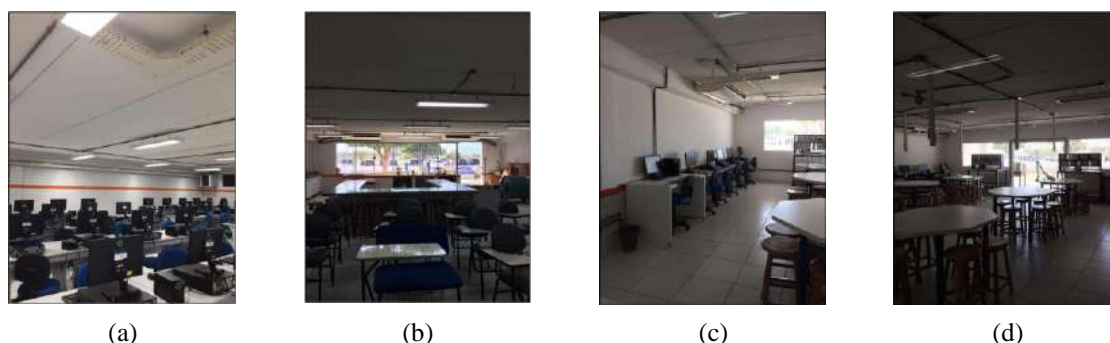


FIGURA 1. Instalações da instituição usadas para as medições: (a) Laboratório de informática (b) Laboratório multidisciplinar 1 (c) Laboratório multidisciplinar 2 (d) Laboratório multidisciplinar 3. Fonte: Autoria própria.

Ambiente	DIMENSÕES E QUANTIDADES															CONSUMIDORES ELÉTRICOS					CAPACIDADE	OBS					
	SALA		JANELA(1)			JANELA(2)			JANELA(3)			JANELA(4)			PORTA			PORTA DE VIDRO					LÂMP.	AR CONDICIONADO			PC
	L	C	A	C	Quant.	A	C	Quant.	A	C	Quant.	A	C	Quant.	A	C	Quant.	A	C	Quant.			32 w	22.000 btus	48000 btus	58.000 btus	Tela 17"
Banheiro Feminino	4,60	11,70	0,60	3,50	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	8	-	-	-	-	-		
Banheiro Masculino	4,60	11,50	0,60	3,50	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	8	-	-	-	-	2		
Lab. de Desenho e Criação 1	8,80	11,70	0,60	6,80	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	-	-	1	1	40 pessoas	
Lab. de Desenho e Criação 2	8,80	11,50	0,60	6,80	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	2	-	1	1	40 pessoas	
Lab. de Designer e Moda	8,60	11,80	0,60	6,80	1	1,25	1,70	3	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	2	-	1	1	40 pessoas	
Lab. de Informática I	8,80	11,70	0,60	6,80	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	-	-	1	1	42 pessoas	
Lab. de Informática II	8,80	11,70	0,60	6,80	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	-	-	1	1	42 pessoas	
Lab. de Informática III	8,80	11,70	0,60	6,80	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	-	-	1	1	48 pessoas	
Lab. de Informática IV	8,80	11,70	0,60	6,80	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	-	-	1	1	42 pessoas	
Lab. de Informática V	8,80	11,70	0,60	6,80	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	-	-	1	1	45 pessoas	
Lab. Multidisciplinar I	5,45	11,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,60	8,70	1	2,10	0,90	1	-	-	24	-	1	-	-	1	1	40 pessoas
Lab. Multidisciplinar II	5,45	11,70	-	-	-	-	-	-	0,60	8,70	1	1,00	2,50	4	2,10	0,90	1	-	-	16	-	1	-	-	1	1	40 pessoas
Lab. Multidisciplinar III	5,45	11,80	0,60	5,20	1	1,25	2,15	1	2,10	9,90	1	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	8	-	1	-	-	1	1	40 pessoas
Lab. Multidisciplinar IV	8,80	11,80	-	-	-	1,25	2,15	2	-	-	-	-	-	2,10	1,80	1	2,35	5,70	1	24	-	2	-	-	1	1	40 pessoas
Lab. Multidisciplinar V	8,80	11,80	0,60	6,70	1	1,25	2,15	2	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	2	-	-	1	1	40 pessoas
Lab. Multidisciplinar VI	8,80	11,80	1,45	5,50	1	-	-	2	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	2,30	1,15	1	24	-	2	-	-	1	1	40 pessoas
Lab. Multidisciplinar VII	8,80	11,80	1,00	2,25	2	1,25	1,70	3	-	-	-	-	-	2,10	1,80	1	-	-	-	24	-	1	1	1	6	1	40 pessoas
Lab. Multidisciplinar VIII	8,60	11,80	1,00	2,25	2	1,25	1,70	3	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	18	-	1	-	1	1	1	40 pessoas
Sala de Aula 17	8,80	11,50	0,60	6,80	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	1	1	1	1	1	60 pessoas
Sala de Aula 18	8,80	11,50	0,60	6,80	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	0,90	1	-	-	-	24	-	2	-	-	1	1	60 pessoas
Sala de Prática Profissional	4,05	11,50	1,50	4,05	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	1,00	1	-	-	-	14	1	1	-	-	2	25 pessoas	1 Geládua de 97 W

FIGURA 2. Tabela preenchida no software, com as informações dos locais. Fonte: Autoria própria.

A Figura 3 ilustra o ambiente do software utilizado na modelagem:

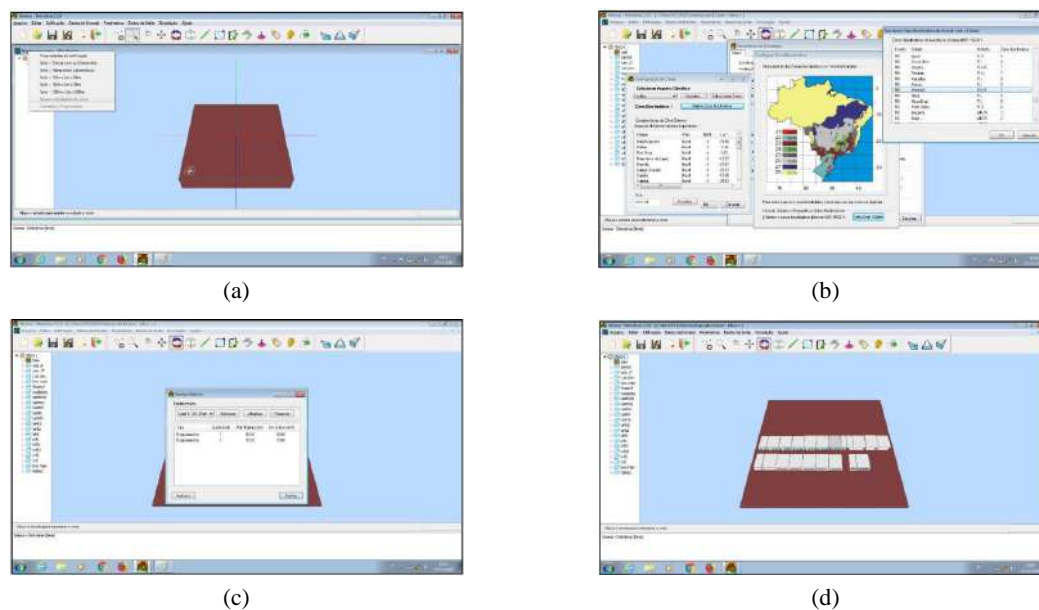


FIGURA 3. Modelagem do ambiente no software Domus® (a) Interface do software (b) Lançamento dos dados da zona bioclimática relativo à envoltória (c) Lançamento das potências dos equipamentos (d) Visão geral do projeto. Fonte: Adaptado de [13].

4. RESULTADOS

Nesta sessão serão expostos e discutidos os resultados obtidos após as simulações feitas no software DOMUS®. A análise será realizada a partir de 3 cenários tomados com suas respectivas conclusões e recomendações. Ao final de cada simulação, o software fornece uma etiqueta que caracteriza o cenário geral e seus sistemas individuais enquanto sua eficiência, variando entre A (mais eficiente) até E (menos eficiente).

4.1. Primeira simulação

Utilizou-se o software Domus® da Eletrobrás [9] para realizar a simulação, através do método prescritivo, a fim de conhecer a classificação da instituição de ensino particular de Mossoró-RN, conforme parâmetros do

Selo Procel Edifica que analisa os sistemas individuais de envoltória, Iluminação e condicionamento de ar. O software foi alimentado com os dados coletados em campo (Figura 9). Após a simulação obteve-se os seguintes resultados: a) A parte de envoltória necessita de um estudo bem mais aprofundado [12], pois esse artigo trata de uma edificação já construída; b) a iluminação foi classificada como Classe C, levando em consideração toda área analisada, cujo total é de 1892,32m²; c) Na parte de condicionamento de ar, foi informado no software Domus® a potência em btu's, junto com um coeficiente de eficiência energética fornecido pelos fabricantes, que resultou em Classe A, de acordo com os parâmetros do selo Procel edifica. Segue na Figura 4, as etiquetas geradas pelo Software:



FIGURA 4. Etiqueta gerada na primeira simulação. Fonte: Adaptado de [13]

4.2. Segunda simulação

A partir da alimentação de dados, referentes a componentes que podem ser utilizados como sugestão para melhoria do resultado na classificação do Selo, (Bonificações sugeridas pelo Software Domus®), tais como: a) Envoltória: desligamento automático da iluminação, contribuição de luz natural em todos os cômodos, sistema de painéis fotovoltaicos ou sistema eólico que possa contribuir com uma geração própria de energia na razão de no mínimo 50%, possua sistemas ou equipamentos tais como: torneira de pressão para lavatórios e mictórios, que racionalizem o uso de água em 40%; b) Para iluminação: substituição de todas as lâmpadas fluorescentes por lâmpadas de Led, pois as mesmas têm um melhor desempenho energético, é tanto que no resultado foi obtido a classe A; c) No sistema de condicionamento de ar não houve necessidade de melhoria para a etiquetagem, pois o mesmo obteve a melhor classificação para o selo. A Figura 5 mostra as etiquetas geradas pelo Software:

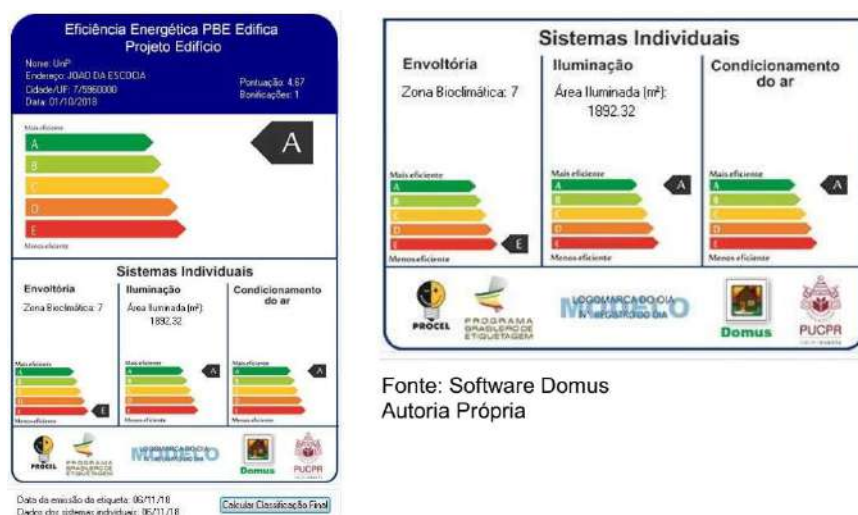


FIGURA 5. Etiqueta gerada na primeira simulação. Fonte: Adaptado de [13]

4.3. Terceira simulação

Nesta simulação é mostrado como é a etiqueta fornecida sem as bonificações sugeridas pelo software, no sistema de envoltória. A Figura 6 mostra as etiquetas geradas pelo Software:

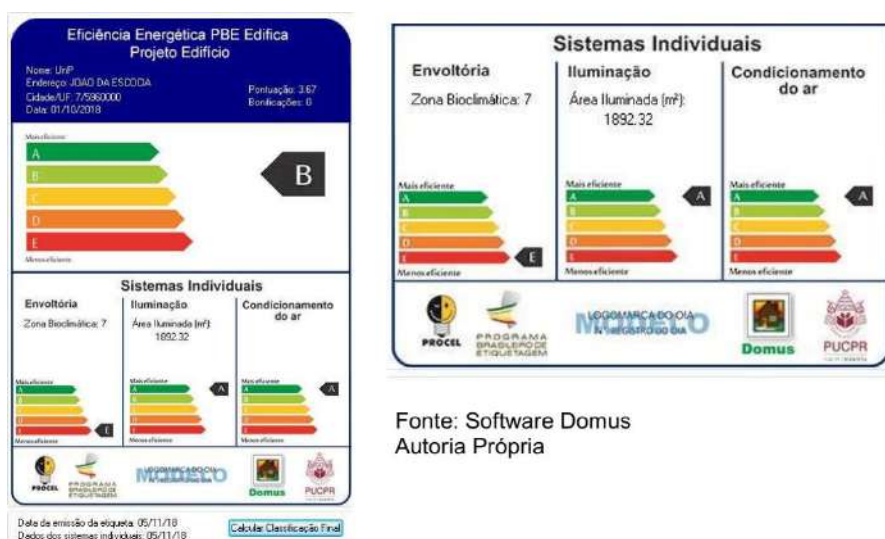


FIGURA 6. Etiqueta gerada na primeira simulação. Fonte: Adaptado de [13]

5. CONCLUSÃO

Diante do exposto, entende-se que a etiquetagem de edificações, a partir do Selo PROCEL EDIFICA, tem relação direta com o processo de sustentabilidade, cuja prática tende a ser indispensável em um futuro próximo. Vislumbrando a mudança de comportamento nos métodos construtivos de edifícios, casas e estabelecimentos comerciais, buscou-se, através deste artigo, realizar um estudo de caso em uma edificação de ensino particular de Mossoró/RN, já construída. A edificação é constituída de vinte e quatro salas, divididas em salas de aula, laboratórios e banheiros. Utilizando o software Domus®, foram feitas simulações, cujo objetivo foi saber em que classe os sistemas desta instituição (envoltória, iluminação e condicionamento de ar), estão enquadrados.

A partir dos resultados apresentados pelo software, por meio das etiquetas aqui representadas na primeira simulação, verificou-se que tais sistemas estão classificados na seguinte condição: a) Envolvente – classe E; b) Iluminação – classe C; c) Condicionamento de ar – A. O sistema como um todo obteve classificação C. Mostrou-se a possibilidade de melhoria do resultado da etiqueta obtida na primeira simulação, implantando algumas modificações sugeridas, inclusive durante a realização deste estudo foi implantada por parte da instituição uma destas sugestões no que contempla o sistema de iluminação, com esta melhoria implantada a classificação do sistema como um todo chegou a classe B. Caso sejam implantadas outras sugestões, entretanto após estudos futuros mais detalhados, acredita-se que há a possibilidade de se chegar a classificação A, de eficiência energética, como demonstrado na segunda simulação.

REFERÊNCIAS

- [1] GHISI, Enedir; PEREIRA, Cláudia Donald. Sustentabilidade em Edificações. Florianópolis, 2010.
- [2] BENTO, R. C.; ROSSIGNOLO, J. A. Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) na análise do desempenho ambiental de estruturas de concreto armado. In: CBC – 55º Congresso Brasileiro do Concreto, 2013, Gramado/RS.
- [3] BRASIL Lei Federal n.º 10.295 de 17 de outubro de 2001. Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências. Brasília, 2001.
- [4] HADDAD, J. Uma análise sob os aspectos técnico e institucional do estabelecimento de índices mínimos de Eficiência Energética para equipamentos no Brasil, SNPTEE, 2005.
- [5] INMETRO. Etiquetagem de Eficiência Energética de Edificações, 2008. Disponível em: www.procelinfo.com.br. Acesso em: 17 maio 2018.
- [6] CARLO, Joyce Correna. Desenvolvimento de Metodologia de Avaliação da Eficiência Energética do Envolvente de Edificações Não-residenciais. 2008. 196 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.
- [7] BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional. Brasília, 2011.
- [8] LabEEE - Laboratório de Eficiência Energética em Edificações Disponível em: <http://www.labeee.ufsc.br>. Acesso em: 28 setembro 2018.
- [9] ELETROBRÁS, Portal Lumis. 2018 Disponível em <http://www.eletronbras.com/elb/data/Pages/LUMIS0389BBA8PTBRIE.htm>. Acesso em: 18 nov 2018.
- [10] LUKIANTCHUKI, M. A.; PRADO, M. F. A.; CARAM, R. M. Análise do conforto térmico para o período de Inverno no hospital escola de São Carlos. In: 12 ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 13, 2010, Canela. Anais... Canela: 2010.
- [11] MARTINS, Tais. O conceito de desenvolvimento sustentável e seu contexto histórico: algumas considerações. Revista Jus Navigandi, ISSN 1518-4862, Teresina, ano 9, n. 382, 24 Jul 2004. Disponível em: <https://jus.com.br/artigos/5490>. Acesso em: 23 set. 2018.
- [12] CORREIA, W. F. B; BARBIRATO, G. M. Avaliações de estratégias bioclimáticas presentes na arquitetura habitacional unifamiliar do trópico úmido: a casa aldeia verde em Maceió – AL. In: ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 13, 2010, Canela. Anais... Canela, 2010.
- [13] MENDES, et al. Domus: Instrumento de apoio à eficiência energética de edificações. Versão 2.3.0. 20 set. 2018. Disponível em: <http://domus.pucpr.br/>. Acesso em 20 set de 2018.



Artigo

Sistemas fotovoltaicos: análise de perdas por *Mismatch*

Juliana Cristina Dantas ^[1], Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella Guerra ^[2] e Vitória Caroline Carvalho do Nascimento ^[3]

^[1] Universidade Federal Rural do Semi-árido; julianadantas544@gmail.com

^[2] Universidade Federal Rural do Semi-árido; fkv@ufersa.edu.br

^[3] Universidade Federal Rural do Semi-árido; vitoriaccnascimento@gmail.com

Recebido: 18/06/2021;

Aceito: 15/08/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: O presente trabalho trata da análise de problemáticas ocasionadas devido às perdas por *mismatch* na geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos. Um estudo de caso comparativo foi realizado entre dois sistemas fotovoltaicos distribuídos com mesma potência, ambos instalados em unidades consumidoras de baixa tensão na cidade de Mossoró-RN. Inicialmente foi feito o levantamento de dados baseado em materiais cedidos por uma empresa do ramo de energia solar fotovoltaica. Após a análise de dados, foram realizadas visitas às unidades consumidoras para inspeção técnica e visual das instalações, de modo a verificar possíveis problemas inicialmente detectados. Os resultados mostraram que as perdas mais recorrentes nos sistemas fotovoltaicos são consequência de erros de projeto e instalação, e podem ser evitadas, basicamente, por análises técnicas prévias no desenvolvimento do projeto e manutenções preventivas em intervalos de tempo recomendados pela empresa. Dessa forma, como resultado verificou-se que a identificação e a resolução dessas falhas são de grande importância para o funcionamento adequado e, conseqüentemente, obtenção da geração de energia elétrica esperada dos sistemas fotovoltaicos analisados.

Palavras-chave: perdas por *mismatch*; energia solar fotovoltaica; sistemas fotovoltaicos.

Abstract: This paper deals with the analysis of problems caused due to mismatch losses in the electricity generation by photovoltaic systems. A comparative case study was performed between two distributed photovoltaic systems, with the same power, installed in low voltage consumer units located in the city of Mossoró-RN. Initially, a data survey was carried out based on materials provided by a company in the photovoltaic solar energy area. After data analysis, visits were made to the consumer units for technical and visual inspection of the installations, to verify possible problems initially detected. The results showed that the most recurrent losses in photovoltaic systems are a consequence of design and installation errors and can be basically avoided by prior technical analysis in the project development and preventive maintenance at time intervals recommended by the company. Thus, the identification and resolution of these failures are important for the proper functioning and, consequently, obtaining the expected electrical energy generation from photovoltaic systems.

Key-words: mismatch losses; photovoltaic solar energy; photovoltaic systems.

1. INTRODUÇÃO

AS fontes de energias renováveis apresentam cada vez mais credibilidade e ocupam um lugar de destaque na geração global de energia, especialmente se tratando da geração de energia elétrica. Dentre elas, a energia solar fotovoltaica distribuída conectada à rede elétrica se destaca devido aos benefícios de produzir energia elétrica próximo das cargas, diretamente relacionados à redução dos custos e das perdas na transmissão da energia elétrica [1].

Diante dos seus benefícios e da sua alta demanda, os trâmites para implantação desta modalidade de geração de energia elétrica têm se tornado mais acessível. Além disso, também é possível verificar uma evolução significativa em pesquisas para o aperfeiçoamento dos equipamentos que constituem estes sistemas,

onde a modernização dos sistemas fotovoltaicos apresenta destaque dentre as tecnologias que mais crescem na atualidade [2].

No entanto, segundo [3], falhas e perturbações ocasionam uma menor eficiência em sistemas de geração fotovoltaica localizados na mesma área e com equipamentos com propriedades técnicas equivalentes. Um dos maiores causadores de *déficits* na geração são as perdas por *mismatch*, também denominadas de incompatibilidade ou descasamento. De forma que o impacto causado pela temperatura, acúmulo de sujeira, degradação, inclinação, orientação e sombreamento é significativo e pode ser verificado através do monitoramento da geração dos sistemas fotovoltaicos.

A presença de sombreamento deve ser verificada ainda na elaboração e concepção do projeto, uma vez que quando um objeto (árvore, edificação, outros módulos fotovoltaicos, outros) provoca o sombreamento dos módulos fotovoltaicos, a geração de energia elétrica é significativamente reduzida. Além disso, quando as células de um módulo são parcialmente sombreadas, o resultado é o aumento da temperatura local (com a formação de *hotspots*), que provocará a degradação do módulo. O sombreamento devido a árvores ou vegetação alta deve ser controlado através da realização da poda regular.

Ainda segundo [3], outro problema típico causador de perda de eficiência da geração de sistemas fotovoltaicos é o acúmulo de sujeira na superfície dos módulos, onde folhas, poeira, areia e fezes de animais são grandes causadores de perdas, de modo que a limpeza periódica dos módulos é de grande importância. Além disso, o desgaste desigual dos módulos (mesmo sendo do mesmo fabricante), a alta temperatura local e a elaboração inadequada do projeto afetam, negativamente, o rendimento do sistema fotovoltaica, acarretando mal funcionamento e prejuízos.

Embora alguns dos fatores desta problemática sejam intrínsecos à geração de energia solar fotovoltaica, como o desgaste dos módulos, há técnicas para redução significativa dos distúrbios causados, de forma a melhorar o desempenho da geração, como o estudo prévio do local de instalação, elaboração correta do projeto, utilização de otimizadores de potência, equipamentos compatíveis (módulos, inversores, etc.), diodo *by-pass*, entre outras [3].

Por todo o exposto, este artigo tem como objetivo realizar a análise dos fatores correspondentes de problemáticas ocasionadas pelas perdas por *mismatch* na geração de dois sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede, instalados em duas residências de baixa tensão localizadas na cidade de Mossoró/RN, de forma a identificar e propor soluções visando a promoção de maiores desempenhos de geração de energia elétrica, conforme dados de geração média prevista pela empresa prestadora dos serviços de projeto e execução dos sistemas fotovoltaicos.

2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A Resolução Normativa da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) nº 482, de abril de 2012, abriu as portas para a regulamentação da microgeração e da minigeração de energia elétrica no Brasil, uma vez que permitiu a utilização do excedente de energia elétrica gerado como créditos a serem utilizados posteriormente. O sistema de créditos da geração distribuída funciona através da compensação do excedente de energia elétrica injetada na rede da distribuidora de energia elétrica pelo sistema de geração [4].

Posteriormente, em 2016, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 687 da ANEEL, que trata de uma revisão da Resolução Normativa nº 482. Dentre as principais alterações, na Resolução Normativa nº 687, o prazo para utilização dos créditos foi estendido de 36 para 60 meses, a possibilidade de o cliente gerar energia em um imóvel e consumir os créditos em outro imóvel (desde que ambos estejam sob mesma titularidade e mesma área de concessão), e a alteração da definição da faixa de potência de classificação de micro e minigerador, como sendo central geradora com potência instalada de até 75 quilowatts (kW) e central geradora com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, respectivamente [5].

Além dos incentivos promovidos pelas regulamentações, [6] afirma que o Brasil também apresenta um dos melhores cenários mundiais para a implantação de energia solar, especialmente o Nordeste, por apresentar altos índices de radiação solar. O semiárido é a região que apresenta o melhor índice, e seus valores variam de 200 a 250 W/m², o que equivale a uma faixa entre 1.752 e 2.190 kWh/ m² por ano de radiação solar incidente.

A energia solar fotovoltaica apresenta crescente representatividade na capacidade instalada e na geração de energia elétrica nacional. A Figura 1 apresenta a matriz elétrica brasileira (com dados de maio de 2021), conforme a ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica), com potência total instalada de, aproximadamente, 175.443 MW [7].

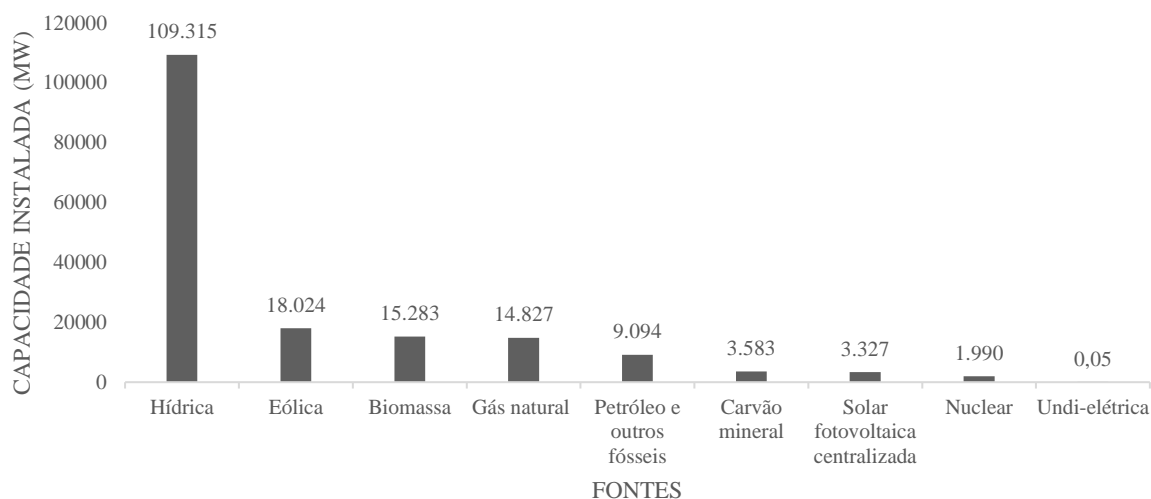
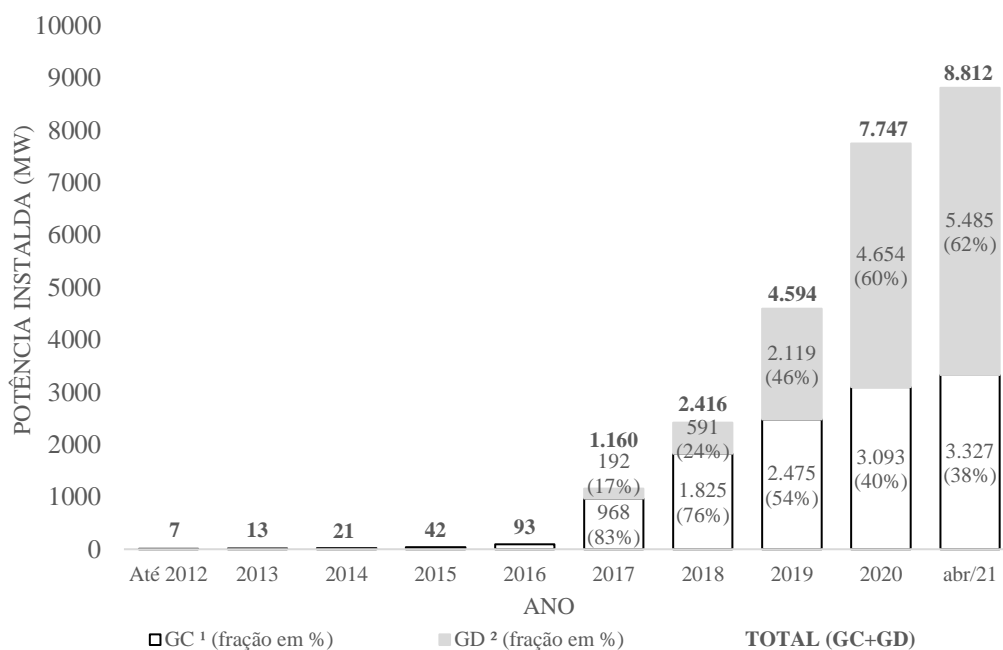


FIGURA 1. Matriz de energia elétrica brasileira.

Fonte: Adaptado de [7].

Através da Figura 1 é possível verificar que a potência instalada referente à energia solar fotovoltaica centralizada atingiu 3.327 MW. Quando comparada às outras fontes renováveis da matriz elétrica brasileira, como hídrica (109.315 MW), eólica (18.024 MW) e biomassa (15.283 MW), a representatividade da fonte solar fotovoltaica centralizada se mostra inferior. No entanto, juntamente com a energia solar fotovoltaica distribuída, conforme a Figura 2, totalizaram (em abril de 2021) 8.812 MW de potência instalada, onde é possível notar a representatividade crescente e mais significativa da geração solar fotovoltaica distribuída [7].



¹ GC: Geração Centralizada. ² Geração Distribuída.

FIGURA 2. Evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil (de 2012 a abril de 2021).

Fonte: Adaptado de [7].

De acordo com [8], com o passar dos anos, a energia solar, especialmente fotovoltaica, vem se popularizando no mercado, de forma que um dos maiores impasses para a sua aquisição era o custo inicial do sistema, onde o avanço da tecnologia fotovoltaica e a maior concorrência entre os fabricantes possibilitaram a disposição de preços mais acessíveis, com uma tendência de queda ao longo do tempo, conforme esperado, em função da queda dos custos internacionais.

Contudo, ao mesmo tempo, a disseminação da tecnologia fotovoltaica também ocasionou a disponibilização, no mercado, de equipamentos com baixa qualidade e eficiência, implicando em uma geração de energia elétrica inferior à esperada, sendo este um dos tipos de perdas por *mismatch*. Também conhecido por incompatibilidade ou descasamento, o *mismatch* é um dos principais tipos de perdas em um sistema fotovoltaico e suas causas podem ser, a saber, temperatura elevada, sombreamento, sujeira acumulada, degradação desigual dos módulos, eficiência dos equipamentos, entre outras [8].

2.1. Temperatura

A temperatura das células fotovoltaicas varia diretamente com a temperatura do local de instalação do sistema, dessa forma, para temperaturas muito elevadas, a eficiência do sistema será reduzida [9]. A Figura 3 apresenta a variação da tensão e da corrente da célula fotovoltaica diante da variação da temperatura (25, 50 e 75 °C), sob a condição de irradiação solar de 1 kW/m².

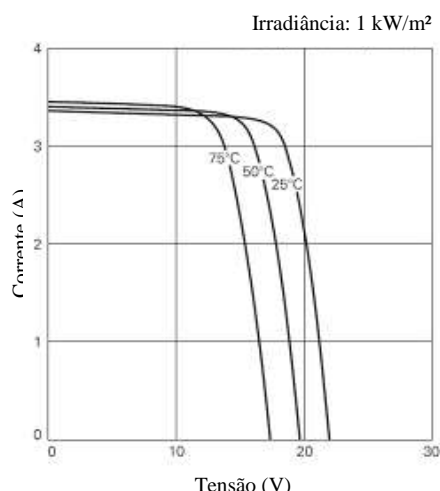


FIGURA 3. Características de corrente e tensão em uma célula fotovoltaica, diante da variação de temperatura.

Fonte: Adaptado de [9].

Como pode ser observado na Figura 3, com o aumento da temperatura, a tensão diminui de forma mais significativa, ou seja, sofre interferência mais direta, enquanto o aumento da corrente elétrica é menos expressivo [9].

2.2. Sombreamento

Assim como a temperatura, o sombreamento também é um dos principais fatores que interferem na geração do sistema fotovoltaico. De acordo com a Figura 4, a curva P-V (Potência \times Tensão) dos módulos apresenta somente um ponto de máxima potência em condições regulares, e mais de um ponto de pico se o módulo é parcialmente sombreado, devido receber uma menor irradiação solar, com conseqüente queda na tensão, e aumento da corrente elétrica e da temperatura, ocasionando *hotspots* [9].

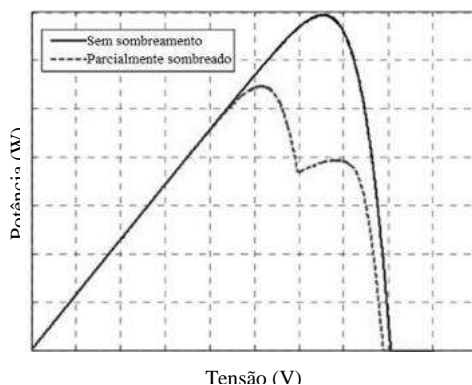


FIGURA 4. Curvas P-V de um sistema fotovoltaico sem sombreamento e parcialmente sombreado.

Fonte: Adaptado de [9].

Além disso, através da análise da Figura 4, também é possível notar que o módulo fotovoltaico, quando parcialmente sombreado, apresenta um ponto de máximo global inferior quando comparado à situação do módulo exposto a condições uniformes e dois pontos de máximos locais. Este efeito reduz o rendimento do módulo fotovoltaico e pode, inclusive, danificá-lo [9].

2.3. Sujeira

Definida como qualquer material particulado composto por pequenas quantidades de pólen, células humanas/animais, fibras de carpete/materiais têxteis e outras microareias. O comportamento da deposição e a taxa de acumulação de sujeira podem variar significativamente em diferentes localidades. Esses fatores são baseados na geografia, no clima e na urbanização da região. Tratando-se da geração fotovoltaica, perdas por acúmulo de sujeira podem ser mitigadas através da limpeza da superfície dos módulos [10].

[10] afirma que o acúmulo de sujeira ocasiona pequenas sombras sobre as células fotovoltaicas, podendo reduzir o rendimento do sistema como um todo, pois a célula sobre a qual incidir a menor quantidade de irradiação solar determinará a corrente de geração do módulo e, conseqüentemente, a geração do conjunto de módulos. Além disso, uma célula, quando sombreada, pode atuar como uma carga, ocasionando aquecimento do módulo e possível dano.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Esta seção apresenta a metodologia proposta nesta pesquisa, cujas etapas são apresentadas na Figura 5, para a análise de perdas por *mismatch* em dois sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede elétrica, instalados em duas UCs (unidades consumidoras) residenciais de baixa tensão localizadas na cidade de Mossoró/RN.

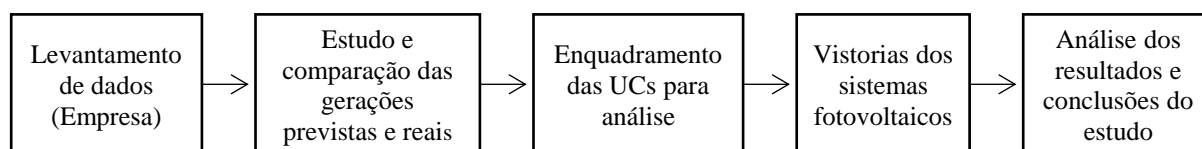


FIGURA 5. Fluxograma dos procedimentos executados no trabalho.

Fonte: Autoria Própria, 2020.

A primeira etapa consistiu no levantamento de dados fornecidos pela empresa do ramo de energia solar fotovoltaica, seguida do estudo e comparação das gerações previstas (no dimensionamento) e reais (conforme o monitoramento dos sistemas) e do enquadramento das UCs para análise. Posteriormente foram realizadas vistorias dos sistemas fotovoltaicos para inspeção técnica e visual das instalações.

3.1. Ambiente de pesquisa e Organização de dados

A pesquisa foi realizada baseada em dados fornecidos por uma das maiores empresas de energia solar fotovoltaica da região. A empresa localiza-se em Mossoró-RN e atua na área desde 2017, período em que a empresa realizou as primeiras instalações de sistemas fotovoltaicos. Os dados fornecidos foram analisados para realização da comparação entre as gerações previstas e reais de sistemas fotovoltaicos com mais de um ano de operação.

Dentre os sistemas fotovoltaicos do portfólio da empresa em operação a, no mínimo, um ano, foram pré-selecionados dez para o estudo. Na Tabela 1 são apresentadas as suas respectivas potências instaladas e gerações médias mensais previstas. Dentre os dez sistemas fotovoltaicos pré-selecionados, foi observada uma equivalência da potência instalada entre os sistemas 3 e 6, e entre os sistemas 5 e 7.

TABELA 1. Potências instaladas e gerações médias mensais previstas dos sistemas fotovoltaicos pré-selecionados.

Sistemas Fotovoltaicos	Potência Instalada (kWp)	Geração Prevista (kWh/mês)
1	5,28	687,70
2	4,13	570,00
3	7,25	1.008,00
4	4,76	619,00

5	3,90	487,00
6	7,26	909,00
7	3,90	487,00
8	5,94	772,00
9	4,20	546,00
10	31,05	3.912,00

Fonte: Autoria própria, 2020.

Para uma análise mais precisa, os sistemas fotovoltaicos 3, 5, 6 e 7 foram enquadrados no objeto de estudo, já que estes podem ser comparados entre si devido à semelhança da potência instalada. Também foram indicados os dados (fabricante, modelo, potência e quantidade) dos equipamentos utilizados em cada sistema. As Tabelas 2 e 3 apresentam os dados dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, respectivamente.

TABELA 2. Informações dos módulos fotovoltaicos instalados nos sistemas fotovoltaicos especificados.

<i>Sistemas Fotovoltaicos</i>	<i>Módulos Fotovoltaicos</i>			
	<i>Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>Potência (Wp)</i>	<i>Quantidade</i>
3	Canadian	CS3K-290P - POLI SI (120 CELLS)	290	25
5	Canadian	CS6U-325P - POLI (72 CELLS)	325	12
6	Canadian	CS6U-330P - POLI (72 CELLS)	330	22
7	JA Solar	JAP72S01-325/SC	325	12

Fonte: Autoria própria, 2020.

TABELA 3. Informações dos inversores instalados nos sistemas fotovoltaicos especificados.

<i>Sistemas Fotovoltaicos</i>	<i>Inversor</i>		
	<i>Fabricante</i>	<i>Potência (Wp)</i>	<i>Quantidade</i>
3	Fronius	5,00	1
5	Fronius	4,00	1
6	Fronius	6,00	1
7	ABB	3,30	1

Fonte: Autoria própria, 2020.

Nas Tabelas 2 e 3 é possível verificar que as características dos módulos fotovoltaicos e dos inversores variam entre os quatro sistemas fotovoltaicos. Os sistemas 3 e 6 possuem módulos fotovoltaicos do mesmo fabricante (Canadian), diferenciando entre si pelos seus modelos, potência e, conseqüentemente, a quantidade; enquanto os inversores são do mesmo fabricante (Fronius), mas com potências diferentes. Já a distinção dos módulos fotovoltaicos dos sistemas 5 e 7 ocorre pelo fabricante, sendo o 5 da Canadian e o 7 da JA Solar, porém possuem as mesmas potências e quantidades; enquanto os inversores são de fabricantes e potências diferentes, sendo o 5 da Fronius, e o 7 da ABB.

Após o levantamento de dados e suas respectivas análises, o estudo seguiu para a etapa técnica, onde foi observado o monitoramento da geração dos sistemas fotovoltaicos em estudo, consultados nos *sites* dos respectivos inversores. Em seguida, foram realizadas visitas para realização da vistoria das instalações para análise e verificação das observações levantadas previamente.

4. RESULTADOS

Nesta seção é realizada a comparação entre as gerações previstas e reais dos sistemas fotovoltaicos 3 e 6, assim como dos sistemas fotovoltaicos 5 e 7, previamente selecionados, para que sejam discutidas as possíveis causas de diferenças entre os dados analisados e suas respectivas propostas de solução.

4.1. Monitoramento

A segunda etapa do estudo consistiu na análise da eficiência dos sistemas fotovoltaicos, diante dos dados de gerações previstas e reais. Os dados de geração real foram consultados nos *sites* do monitoramento de cada inversor, onde foi considerado o período de análise de outubro de 2018 até dezembro de 2019. A Figura 6 apresenta a comparação entre a geração média mensal prevista e real dos sistemas fotovoltaicos 3 e 6, e a Figura 7 apresenta os respectivos dados dos sistemas 5 e 7.

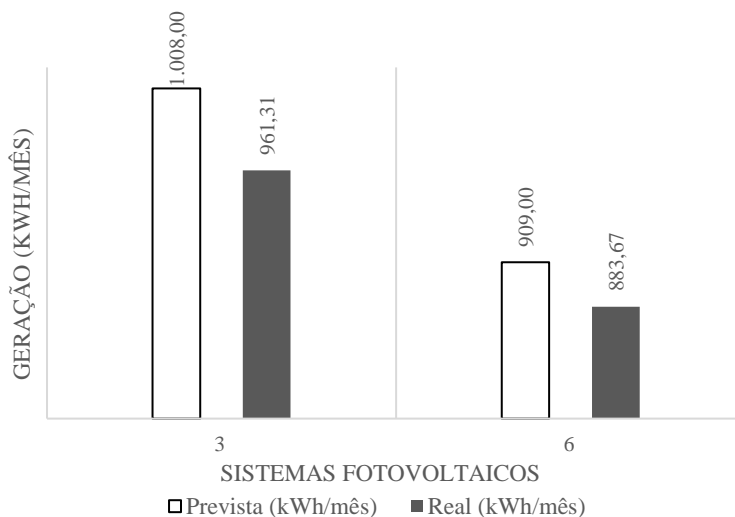


FIGURA 6. Comparativo entre a geração prevista e a geração real dos sistemas fotovoltaicos 3 e 6.

Fonte: Autoria própria, 2020.

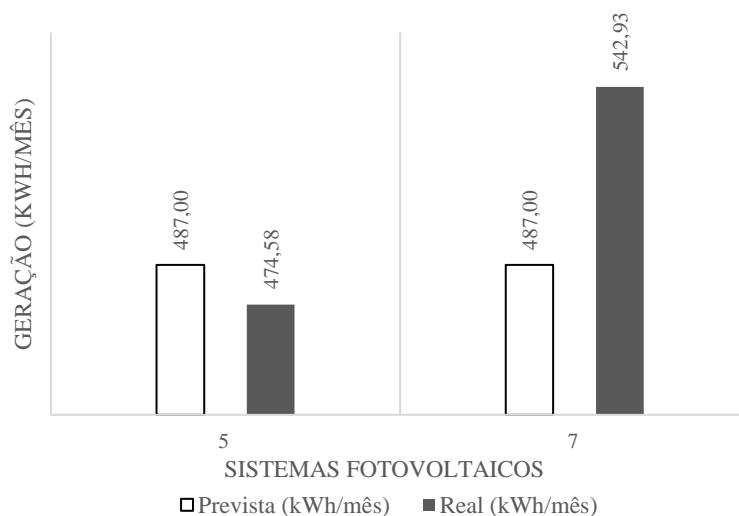


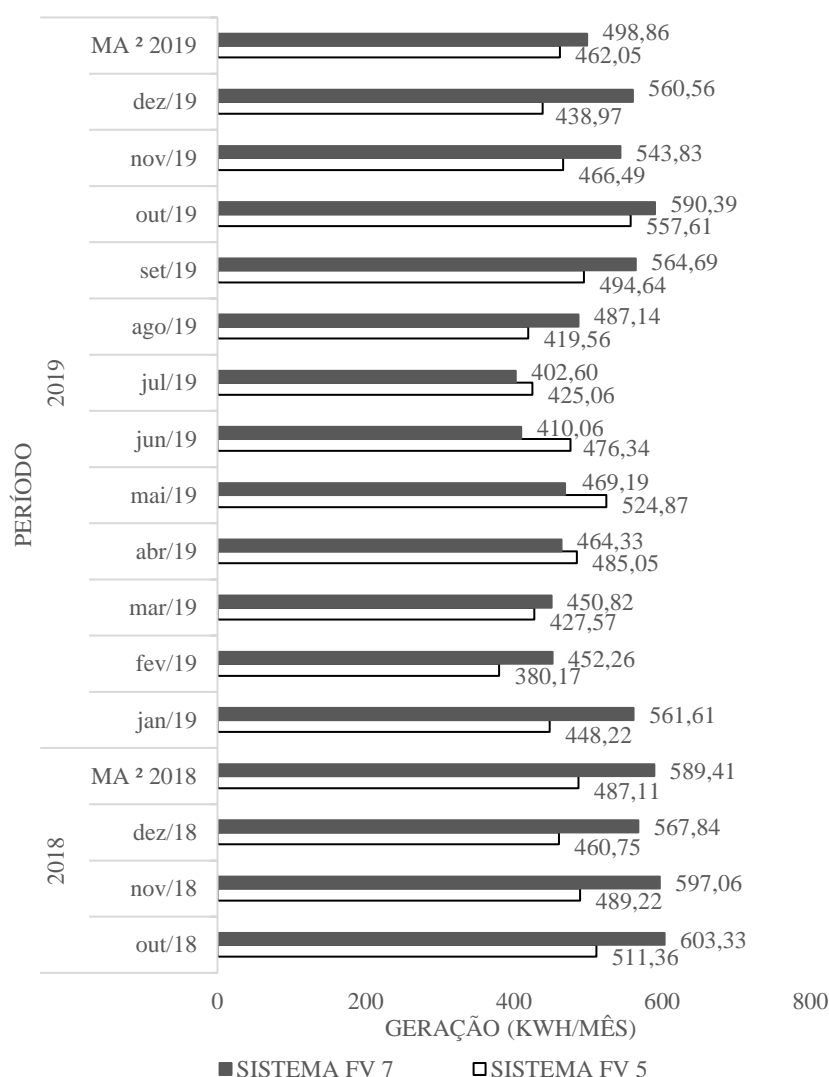
FIGURA 7. Comparativo entre a geração prevista e a geração real dos sistemas fotovoltaicos 5 e 7.

Fonte: Autoria própria, 2020.

De acordo com a Figura 6, verifica-se que as gerações médias reais dos sistemas fotovoltaicos 3 e 6 são inferiores às gerações médias previstas. Sendo assim, os sistemas 3 e 6 foram descartados da análise, pois, apesar de possuírem potências instaladas similares, a média de suas gerações reais se apresentaram inferiores às esperadas. Por outro lado, de acordo com a Figura 7, os sistemas fotovoltaicos 5 e 7 se enquadraram na finalidade do estudo, onde é possível comparar a geração de dois sistemas, onde um deles (7) apresenta geração real superior à geração prevista, enquanto o segundo (5) apresenta geração real inferior à prevista, para que seja possível a identificação de possíveis perdas por *mismatch*.

Ainda de acordo com a Figura 7, os dados de geração média mensal prevista e real do sistema 5 são, respectivamente, 487 kWh/mês e 474,58 kWh/mês, ou seja, a geração média mensal real equivale à, aproximadamente, 97,45% da geração média mensal esperada. Já para o sistema 7, os dados de geração média mensal prevista são 487 kWh/mês e 542,93 kWh/mês, ou seja, a geração média mensal real equivale à, aproximadamente, 111,48% da geração média mensal esperada. Para um maior detalhamento foi necessário

verificar os dados mensais, de outubro de 2018 a dezembro de 2019, de geração real para os dois sistemas fotovoltaicos em análise, conforme apresentado na Figura 8.



² MA.: Média Anual.

FIGURA 8. Comparativo entre a geração real dos sistemas fotovoltaicos 5 e 7.

Fonte: Autoria própria, 2020.

Através da Figura 8 percebe-se a significativa diferença entre a geração mensal dos dois sistemas fotovoltaicos, onde o sistema 7 apresenta geração mensal superior ao sistema 5 na maioria dos meses. Os únicos meses em que o sistema 5 ultrapassou a geração do sistema 7 foi no intervalo de abril a julho de 2019. Além disso, a geração média prevista dos sistemas fotovoltaicos 5 e 7 é de 487 kWh/mês (por sistema), onde o sistema 5 gerou acima do previsto em cinco meses do período em análise (outubro e novembro de 2018, e em maio, setembro e outubro de 2019) e o sistema 7 gerou acima do previsto em nove meses do período em análise (de outubro de 2018 a janeiro de 2019, e de agosto a dezembro de 2019).

4.2. Vistorias das instalações

Para uma melhor avaliação da divergência dos dados de geração, apresentados nas Figuras 7 (análise comparativa entre as médias das gerações previstas e reais dos sistemas fotovoltaicos 5 e 7) e 8 (análise comparativa entre a geração mensal real dos sistemas 5 e 7), foram realizadas visitas aos locais de instalação dos sistemas 5 e 7, para uma análise técnica e visual.

Nas visitas, inicialmente, foi feita a análise dos equipamentos mais acessíveis (inversor, *string box* e suas respectivas conexões), de forma a verificar as suas condições de funcionamento. Posteriormente, também foi feita a verificação dos módulos fotovoltaicos quanto à presença de sombreamento, acúmulo de sujeira e

temperatura. Para a verificação da temperatura foi utilizado um termovisor (da marca FLIR), apresentado na Figura 9.

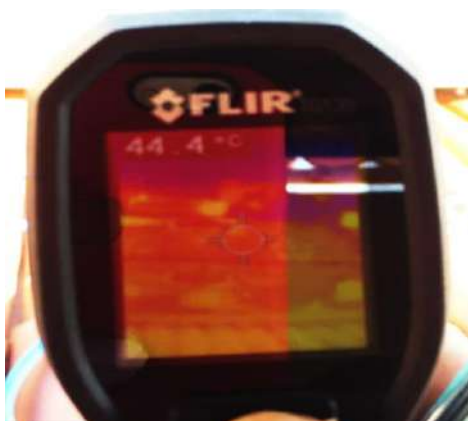


FIGURA 9. Termovisor FLIR utilizado para leitura térmica dos módulos fotovoltaicos.
Fonte: Autoria própria, 2020.

A visita ao local de instalação do sistema fotovoltaico 5, indicado na Figura 10, ocorreu em 20 de janeiro de 2020, por volta das 14:30 horas. Nesta visita, verificou-se que os equipamentos mais acessíveis (inversor, *string box* e suas respectivas conexões), visualmente, estavam em condições adequadas de funcionamento. Também verificou-se, através do termovisor, a leitura térmica dos módulos fotovoltaicos, onde foram obtidos dados em torno de 45 °C, dentro do esperado para o horário da verificação.



FIGURA 10. Local de instalação do sistema fotovoltaico 5: (a) Geral; (b) Aproximado.
Fonte: [11].

Contudo, foi possível identificar possíveis perdas por efeito *mismatch*, onde há árvores posicionadas na face posterior à instalação, como mostra a Figura 10, vindo a acarretar sombreamento. Além da perda pelo sombreamento, ao analisar a disposição dos módulos, foi possível constatar que a sua orientação não é favorável para uma maior captação e aproveitamento da irradiação solar incidente, pois os prédios ao redor da residência também provocam o bloqueio da irradiação solar até a superfície dos módulos.

Além disso, o proprietário do sistema solar fotovoltaico 5 também relatou que identificou que os registros da geração do sistema aumentam, consideravelmente, após a realização das manutenções preventivas programadas pela empresa responsável (que pode ter intervalos de 6 meses ou de acordo com a necessidade do cliente e do sistema), devido, essencialmente, ao acúmulo de sujeiras (principalmente poeira) na superfície dos módulos fotovoltaicos.

Concluída a vistoria do sistema fotovoltaico 5, foi realizada a visita ao local de instalação do sistema 7, indicado na Figura 11. Esta visita também ocorreu no dia 20 de janeiro de 2020, em torno das 16:00 horas. Nesta visita, verificou-se, assim como no sistema 5, que os equipamentos mais acessíveis (inversor, *string box*

e suas respectivas conexões), visualmente, estavam em condições adequadas de funcionamento. Também foi verificada, através do termovisor, a leitura de temperaturas dentro do esperado para o horário da verificação.



FIGURA 11. Local de instalação do sistema fotovoltaico 7: (a) Geral; (b) Aproximado.

Fonte: [12].

Diferentemente do sistema fotovoltaico 5, no local de instalação do sistema 7 não foram identificados sombreamentos, onde foi possível constatar que a orientação dos módulos era adequada e livre de sombreamento por qualquer objeto ou prédio ao redor, em qualquer horário do dia. Quanto ao acúmulo de sujeira, o proprietário do sistema 7 relatou que as manutenções, inclusive de limpeza, eram realizadas sempre que identificadas necessidades visuais ou por alteração da geração.

5. CONCLUSÃO

Para o desenvolvimento deste estudo foi necessária a coleta de dados para que se tornasse possível a análise da presença de perdas por *mismatch* em sistemas fotovoltaicos, bem como a apresentação das possíveis causas e respectivas soluções. É perceptível que as perdas por *mismatch* sejam comuns e frequentes em sistemas de geração fotovoltaica, de modo que ao analisar os dez sistemas previamente selecionados, provavelmente, todos já apresentaram algum tipo de perda durante a geração de energia elétrica.

Diante da análise comparativa entre as gerações previstas e reais dos dois sistemas fotovoltaicos estudados, instalados em UCs localizadas em Mossoró-RN, foi possível observar claramente a diferença entre a geração prevista e a geração real de um dos sistemas (identificado como 5), devido a perdas por *mismatch*, especialmente tratando-se de sombreamento, acúmulo de sujeira e orientação dos módulos fotovoltaicos. Tais problemas podem ser evitados ou corrigidos.

O sombreamento e orientação dos módulos fotovoltaicos devem ser analisados no estudo prévio à instalação do sistema fotovoltaico, para que a posição e orientação dos módulos considerem os pontos estratégicos para a captação de irradiação solar. Outra forma de reduzir os prejuízos ocasionados pelo sombreamento é eliminando os *hotspots* com a utilização de diodo *by-pass*. Além disso, o acúmulo de sujeira pode ser remediado pela limpeza periódica dos módulos, cuja recomendação de realização é indicada pela empresa responsável pelas manutenções preventivas.

Já o sistema fotovoltaico 7 é um exemplo de instalação com elevada eficiência na geração de energia elétrica. No estudo referente a este sistema não houve a constatação de perdas significativas, diante da comparação entre os dados de geração estimada e real; dado que não foram verificados sombreamentos, acúmulo de sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos, temperaturas elevadas nos módulos e, ainda, verificou-se que a instalação dos módulos foi realizada de forma na qual estes apresentam orientação adequada e que suas manutenções preventivas, inclusive de limpeza, eram realizadas sempre que necessárias.

As análises e resultados deste estudo são de grande importância para empresas que atuam na área de energia solar fotovoltaica, assim como para os seus clientes. Além disso, sugere-se a continuidade deste objeto de estudo para a identificação de outros tipos de perdas, possibilitando a minimização ou, quando possível, a mitigação destas perdas em instalações de sistemas fotovoltaicos futuras (dado que este processo inicia na etapa de projeto do sistema), promovendo a disseminação do aproveitamento desta fonte alternativa de energia.

REFERÊNCIAS

- [1] Guerrero, J.; Muñoz, Y.; Ibañez F.; Ospino, A. Analysis of Mismatch and Shading Effects in a Photovoltaic Array Using Different Technologies. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. p. 1-9, 2013.
- [2] Mansur, A. A.; Amin, M. R.; Islam, K. K. Performance Comparison of Mismatch Power Loss Minimization Techniques in Series-Parallel PV Array Configurations. Journal MDPI – Energies, p. 1-21, 2019.
- [3] Alonso, R. H. Posicionamento Eficiente de Módulos Fotovoltaicos em Plantas Solares no Ambiente Urbano. Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa N° 482. 2012. 13 p. Disponível online: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> (acesso em: 13/06/2021).
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa N° 687. 2015. 54 p. Disponível online: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> (acesso em: 13/06/2021).
- [6] ATLAS SOLARIMÉTRICO DO BRASIL. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000.
- [7] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). Energia Solar Fotovoltaica No Brasil. Disponível online: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/> (acesso em 13/06/2021).
- [8] Galdino, M. A. Análise de Custos Históricos de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES – São Paulo, 2012.
- [9] Souza, D. V.; Tapia, G. I. M. Análise do Sombreamento entre Painéis Fotovoltaicos. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - Gramado, 2018.
- [10] Barbosa, E. R.; Faria, M. S. F.; Gontijo, F. B. Influência da Sujeira na Geração Fotovoltaica. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - Gramado, 2018.
- [11] SOLLS. Portfólio. Disponível online: <http://solls.com.br/?portfolio=projeto-residencial-elenilson> (acesso em 25/01/2020).
- [12] SOLLS. Portfólio. Disponível online: <http://solls.com.br/?portfolio=projeto-residencial-jozenilda> (acesso em 25/01/2020).



Artigo

Testes em fibras ópticas utilizando o OTDR: parâmetros de configuração do instrumento

Flávio Fontoura Júnior ^[1]

^[1] CPFL Transmissão; flaviofontourajunior@gmail.com

Recebido: 21/06/2021;

Aceito: 16/07/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: Este estudo teve o objetivo de analisar os efeitos das variações de configuração de OTDR nos resultados dos testes ópticos, utilizando recursos do modo avançado de configuração. Foram revisados o princípio de funcionamento do instrumento e conceitos fundamentais, como range dinâmico e zona morta. Foram estudados os parâmetros de configuração do instrumento, como largura de pulso, tempo de aquisição, resolução de amostragem, entre outros, e como estes parâmetros estão inter-relacionados. Foram realizados testes ópticos com OTDR em um enlace óptico real, com variação dos parâmetros de configuração. Os resultados foram analisados com base no referencial teórico, identificando-se formas de melhor explorar as funcionalidades do modo avançado de configuração.

Palavras-chave: fibras ópticas; testes ópticos; OTDR; parâmetros de configuração; modo avançado.

Abstract: This paper aims to analyze the effects of OTDR configuration variations on optical test results, using advanced configuration mode features. The instrument's operating principle and fundamental concepts, such as the dynamic range and dead zone, were revised. The instrument configuration parameters were studied, such as, pulse width, acquisition time, sampling resolution, among others, and how these parameters are interrelated. Optical tests with OTDR were carried out in a real optical link, with variation of the configuration parameters. The results were analyzed based on the theoretical framework, identifying ways to better explore the features of the advanced configuration mode.

Key-words: optical fibers; optical tests; OTDR; configuration parameters; advanced mode.

1. INTRODUÇÃO

O reflectômetro óptico no domínio do tempo – OTDR, do inglês: *optical time domain reflectometer* – é um dos instrumentos de testes mais populares entre os profissionais da área de instalação, operação e manutenção de redes de fibra óptica. Por ser capaz de identificar e localizar eventos nos enlaces, o OTDR é utilizado na certificação de redes novas e na procura por defeitos em redes existentes.

Os principais tipos de medidas que podem ser feitas com OTDR são: comprimento do enlace óptico, posições de eventos (emendas, conectores, curvaturas), perda de potência em eventos, perda na fibra (coeficiente de atenuação), perda ponto a ponto, reflectância e distância entre eventos. Geralmente estas informações são apresentadas na tela do instrumento, graficamente e tabeladas, sendo que a sua disposição depende da interface desenvolvida por cada fabricante.

É característica comum entre os diferentes fabricantes oferecer um modo de configuração automático e um modo de configuração avançado. No modo automático, ao comando do operador, o OTDR realiza uma avaliação preliminar do comprimento do enlace e ajusta seus parâmetros automaticamente, otimizando-os para exibir o gráfico correspondente ao enlace completo. No modo avançado, ou manual, os parâmetros são definidos pelo operador, o que lhe confere autonomia para otimizar o teste para algum propósito específico, como por exemplo, avaliar detalhadamente um determinado ponto do enlace ou comparar o desempenho atual com resultados obtidos em testes anteriores.

Ainda percebe-se entre os profissionais da área uma tendência a utilizar o modo automático, deixando de explorar plenamente as funcionalidades oferecidas pelo modo avançado. Em função disso, o presente estudo tem o objetivo geral de analisar os efeitos das variações de configuração de OTDR nos resultados dos testes ópticos, utilizando recursos do modo avançado de configuração.

Este estudo delimita-se a revisar o princípio de funcionamento do OTDR e seus conceitos fundamentais, e explorar os parâmetros de configuração de aquisição de curvas, analisando os resultados obtidos em testes práticos, fundamentando a discussão nas concepções e proposições do referencial teórico adotado.

Esta pesquisa justifica-se pela carência de material bibliográfico que compare resultados de experimentos práticos com OTDR, com variação de parâmetros de configuração, e pela possibilidade de fornecer subsídios aos profissionais da área para implementar melhorias nos seus procedimentos de testes.

A metodologia deste trabalho é a pesquisa exploratória, com coleta de dados empíricos, através da realização de testes ópticos com OTDR em um enlace óptico real. O referencial teórico está baseado na literatura desenvolvida por fabricantes renomados, como Anritsu (2011), JDSU (2006 e 2010), EXFO (2011) e Agilent (2001), além de profissionais ligados a estas empresas, como Laferrrière et al (2011) e Prada (2007 e 2010), e profissionais do meio acadêmico, como Abbade e Caputo (2002) e Teixeira (2002).

2. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

O reflectômetro óptico no domínio do tempo é o instrumento para caracterizar a fibra óptica por retroespalhamento [1].

Através do laser, o OTDR gera pulsos de luz que são acoplados na fibra óptica em teste. Uma parte da energia destes pulsos retorna ao detector do OTDR que caracteriza a fibra em teste a partir do sinal recebido.

A figura 1 apresenta o diagrama de blocos do OTDR.

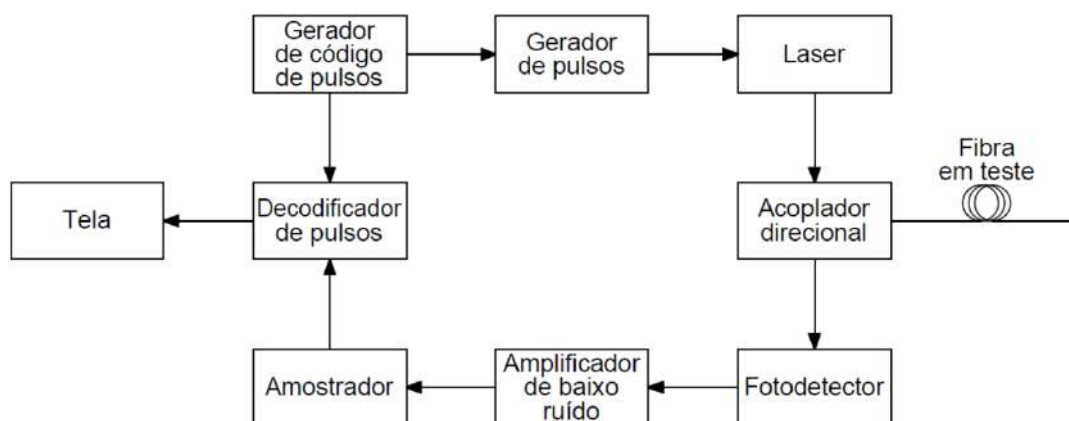


FIGURA 1. Diagrama de blocos do OTDR [2,3].

O laser é um dispositivo de conversão eletro-óptica, constituído por um diodo semiconductor modulado diretamente pela variação da corrente de entrada. Esta variação é controlada por um gerador de pulsos de curta duração. Um acoplador direcional óptico realiza tanto a inserção na fibra em teste do sinal óptico gerado pelo laser, quanto o direcionamento do sinal óptico recebido para o fotodetector. O fotodetector é um fotodiodo de avalanche, que converte o sinal óptico em sinal elétrico. O sinal elétrico passa pelo amplificador de baixo ruído, que o amplifica sem adicionar ruído excessivo. O sinal resultante é então amostrado numa frequência que dependerá da resolução predefinida na configuração do instrumento. As amostras (pontos de dados) são processadas pelo decodificador de pulsos, que calcula a distância, com base no atraso de propagação, e a atenuação, comparando a potência dos sinais recebidos com a potência dos sinais gerados. Os resultados são exibidos graficamente na tela do OTDR, em uma curva onde a distância é representada no eixo horizontal e a potência é representada no eixo vertical [4].

O cálculo da distância é apresentado na equação 1 [4].

Este é um exemplo de equação:

$$d = \frac{v_g \cdot t}{2} = \frac{c \cdot t}{2n_g} \quad (1)$$

onde:

- v_g : velocidade de grupo do sinal óptico na fibra;
- t : intervalo de tempo entre o sinal transmitido e o sinal recebido pelo OTDR;
- c : velocidade da luz no vácuo, cujo valor aproximado é 300.000.000 m/s;
- n_g : índice de refração de grupo da fibra, cujo valor típico é 1,471.

O retorno do sinal óptico da fibra em teste para o OTDR ocorre em função do retroespalhamento e da reflexão de Fresnel [5]. O espalhamento, ou difusão, é definido como a perda de sinal luminoso a partir do núcleo da fibra óptica, causado por impurezas ou variações no índice de refração, que provocam espalhamento em várias direções. A parte que retorna à fonte (cerca de 0,0001%) é o retroespalhamento [6]. A NBR 13486 define espalhamento como “mudança de direção de uma onda incidente para várias direções, depois de atingir partículas distribuídas aleatoriamente”. Já o retroespalhamento é definido como o “espalhamento de um feixe de luz em direções geralmente reversas à original” [1].

A reflexão de Fresnel é um fenômeno que ocorre no final de fibra ou nos conectores mecânicos, na fronteira entre fibra e ar, onde uma parcela de sinal óptico é refletida na interface entre um material e outro, em função da diferença entre índices de refração, retornando para a fonte luminosa. Este fenômeno é definido pela NBR 13486 como a “reflexão de uma porção de luz incidente em uma interface plana entre dois meios dielétricos homogêneos que têm índices de refração diferentes” [1].

Em resumo, conclui-se que, medindo o tempo entre a emissão do sinal e as reflexões em emendas, conectores e no final da fibra e calibrando o OTDR para o índice de refração correto da fibra em teste, é possível medir a distância aos pontos de reflexão, e que, medindo a redução da potência da luz desde a emissão do sinal até o regresso da reflexão final, é possível calcular a atenuação por unidade de comprimento.

2.1. Range dinâmico

O comprimento máximo de fibra que poderá ser medido por um OTDR é determinado pelo range dinâmico. Há diversos métodos para cálculo do range dinâmico, sendo mais comuns o método RMS, também denominado SNR=1, e o método IEC, estabelecido na norma IEC 61746, do *Internacional Electrotechnical Commission* (IEC) [3]. Estas duas definições são apresentadas na figura 2.

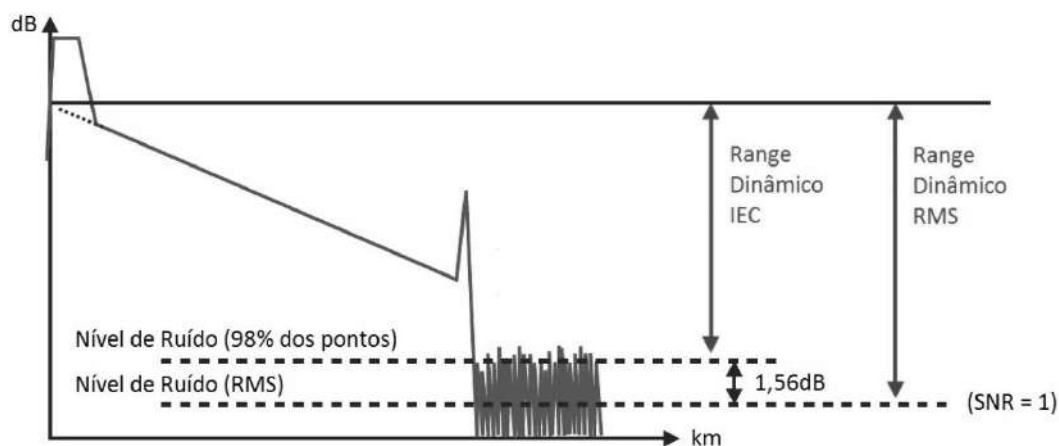


FIGURA 2. Definições de range dinâmico [3].

No método RMS, o range dinâmico é definido pela diferença em dB entre a projeção da curva de retroespalhamento no eixo vertical de potência (nível de sinal injetado) e o valor eficaz (RMS) de ruído. No método IEC, o range dinâmico é definido pela diferença em dB entre o mesmo nível de sinal injetado e o limite superior da faixa de ruído, que contenha 98% das amostras de ruído.

Os métodos RMS e IEC podem ser comparados quando o ruído for gaussiano. Neste caso o valor do range RMS será 1,56dB maior que o valor do range IEC [3].

Como o range dinâmico é definido em decibéis (dB), o alcance em metros dependerá das condições de atenuação de cada enlace.

2.2. Zona morta

O fotodetector do OTDR é projetado para detectar sinais dentro de uma determinada faixa de potência. Nos casos de reflexões muito fortes ao longo da fibra em teste, o sinal recebido poderá possuir potência maior que o limite superior desta faixa, levando o fotodetector à saturação. O fotodetector não poderá mais detectar sinais até que se recupere desta condição de saturação. O comprimento de fibra que deixa de ser caracterizado durante o período de saturação do fotodetector denomina-se de zona morta [3]. Há dois tipos de zona morta: zona morta de atenuação (ADZ, do inglês *attenuation dead zone*) e zona morta de evento (EDZ, do inglês *event dead zone*).

A zona morta de atenuação indica a distância mínima após um evento reflexivo, na qual um evento não reflexivo pode ser medido [2]. Esta distância é medida a partir do início da borda de subida do evento reflexivo até o ponto da borda de descida localizado a 0,5dB acima da projeção da curva de retroespalhamento [3]. A figura 3 ilustra a forma de medição da zona morta de atenuação.

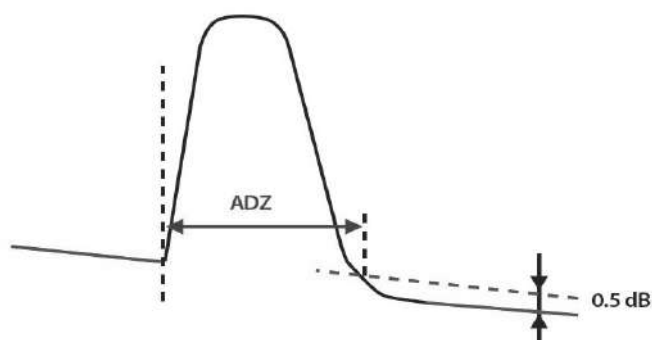


FIGURA 3. Medição da zona morta de atenuação [3].

A zona morta de evento indica a distância mínima após um evento, na qual outro evento pode ser detectado, ainda que a sua perda não possa ser medida individualmente [2]. No caso de evento reflexivo, a distância da zona morta de evento é medida entre os pontos das bordas de subida e de descida que estão 1,5dB abaixo do nível de saturação, conforme ilustra a figura 4 [3].

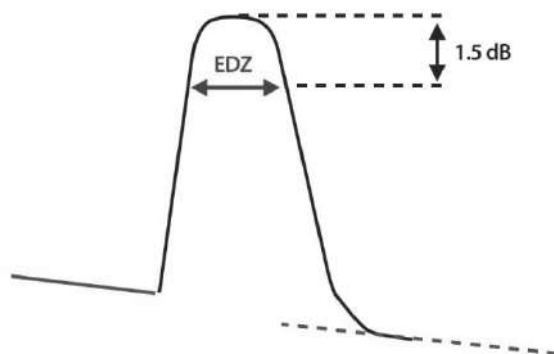


FIGURA 4. Medição da zona morta de evento reflexivo [3].

A zona morta de evento também é definida para eventos não reflexivos com atenuação menor que 1dB como a distância entre o ponto a 0,1dB abaixo do início do degrau e o ponto a 0,1dB acima do fim do degrau [3].

A zona morta de evento possui valor fixo, dependente unicamente da largura de pulso [2].

O próprio conector óptico do OTDR gera uma zona morta que pode impedir a caracterização das primeiras emendas do enlace. Este problema pode ser evitado com a inclusão de um supressor de pulso, também conhecido como bobina de lançamento, entre o conector do OTDR e o primeiro conector do enlace [7].

2.3. Precisão de medida

Conforme o comprimento da fibra em teste aumenta, o sinal retroespalhado vai aproximando-se do ruído, o que pode ocasionar aumento do erro de medida de eventos distantes ou a sua não detecção. Para que um

evento possa ser medido com precisão de 0,1dB é necessário que o nível de sinal esteja 6,5dB acima do nível de pico de ruído. Já para uma precisão de 0,05dB é preciso que esta relação seja de 8dB [2].

Para que uma quebra possa ser detectada, é necessário que o nível de sinal esteja, aproximadamente, 3dB acima do nível de pico de ruído [8].

3. PARÂMETROS DE CONFIGURAÇÃO

Os parâmetros de configuração são características do sinal gerado ou da fibra em teste. Estes parâmetros podem ser ajustados pelo operador do OTDR conforme o objetivo da medida.

3.1. Índice de refração

Para que o OTDR possa calcular a distância de eventos a partir do intervalo de tempo entre o sinal transmitido e o sinal recebido, o valor do índice de refração da fibra deve ser inserido no instrumento, mesmo em modo automático de configuração [9].

A precisão das medidas apresentadas pelo OTDR depende da precisão do índice de refração. Este valor depende dos materiais empregados na fabricação da fibra, por isso, deve ser fornecido pelo fabricante [3]. No caso do núcleo das fibras ópticas monomodo, o valor típico do índice de refração é 1,471 [10], porém, este valor pode variar entre 1,466 e 1,478, de acordo com comparação entre fabricantes apresentada pelo fabricante JDSU [9].

Quando o valor exato do índice de refração da fibra em teste for desconhecido, é recomendado que se use sempre o mesmo valor para todas as medições, em torno do valor típico [10]. Entretanto, os erros causados pela falta de conhecimento do valor exato do índice de refração são mais significativos que os erros causados pela imprecisão dos instrumentos [8].

3.2. Comprimento de onda

Os comprimentos de onda típicos para operação de sistemas de telecomunicações são 1310 e 1550nm em fibras monomodo e 850 e 1300nm em fibras multimodo [8].

O operador do OTDR deve indicar em qual comprimento de onda pretende fazer o teste, mesmo em modo automático. Alguns instrumentos permitem a utilização de mais de um comprimento de onda, simultaneamente. O comprimento de onda de 1550nm é mais sensível na detecção de eventos não reflexivos [6].

3.3. Distância

Este parâmetro corresponde ao intervalo de distância que o OTDR exibirá no eixo horizontal [9].

A distância é definida em função da extensão da fibra em teste. Recomenda-se que este parâmetro seja configurado para o valor do comprimento da fibra acrescido de 25% [6].

3.4. Largura de pulso

A largura do pulso gerado pelo OTDR determina a quantidade de energia luminosa injetada na fibra em teste. Quanto maior a quantidade de energia injetada, maior será a quantidade de luz retroespalhada, logo, os sinais com maior largura de pulso são recomendados para testes de enlaces longos [9]. O ganho no alcance em função da variação da largura de pulso é determinado pela equação 2, caso os demais parâmetros sejam mantidos constantes [6].

$$G = 5 \log \left(\frac{Pw_1}{Pw_2} \right) \quad (2)$$

Em contrapartida, a largura de pulso mais longa afeta a resolução da medida, pois as médias são calculadas sobre uma seção maior de fibra. Pulsos mais longos resultam em menor resolução, originando maior zona morta. Logo, para distâncias curtas é preciso que a largura de pulso seja reduzida para que se obtenha menor zona morta [8].

Fundamentalmente, são utilizados pulsos longos para enlaces maiores e pulsos curtos para enlaces menores, porém, o operador do OTDR deve estar ciente de que, para analisar um ponto intermediário do enlace, deverá configurar uma largura de pulso condizente com a distância deste ponto, desprezando o restante do enlace [2].

3.5. Tempo de aquisição

Se a curva de retroespalhamento fosse traçada a partir de um único pulso de medição, haveria significativa variação de nível entre os pontos de dados obtidos, resultando em uma curva ruidosa. Para que se obtenha uma curva mais suave, são enviados milhares de pulsos por segundo e são calculadas as médias dos níveis de cada ponto de dados. Quanto mais amostras forem utilizadas no cálculo das médias, mais suave será a curva, porém, mais tempo será necessário para adquirir os dados, principalmente nos casos de fibras longas ou larguras de pulso curtas [11].

A variação na relação sinal ruído (SNR) em função dos tempos de aquisição é definida pela equação 3 [3]:

$$\Delta SNR = 5 \log \sqrt{N} \quad (3)$$

onde:

- N: razão entre os tempos de aquisição aplicados nos testes.

A variação de nível entre os pontos de dados é maior no final da curva, em função do enfraquecimento do sinal de retroespalhamento com o aumento da distância [11]. O aumento do tempo de aquisição resulta em aumento no alcance, em função da melhoria da relação sinal ruído [2].

O OTDR permite ainda que os testes sejam feitos em tempo real. Neste modo, a curva apresentada na tela do OTDR é atualizada constantemente até que o operador interrompa o teste. O resultado é apresentado sem cálculo de médias, portanto, a relação sinal ruído é menor [12].

3.6. Resolução de amostragem

O amostrador do OTDR atua em intervalos de tempo regulares, coletando dados do sinal recebido que correspondem a pontos do enlace óptico. Estes pontos de dados são espaçados entre si num intervalo inversamente proporcional à frequência de amostragem. A distância entre os pontos de dados é a resolução de amostragem, ou resolução espacial. Quanto maior for a frequência de amostragem, menor será a distância entre os pontos de dados e maior será a resolução de amostragem [11].

A figura 5 exemplifica como o aumento na resolução pode resultar em menor diferença entre a localização real de um evento e a localização detectada, isto é, pode reduzir o erro de medida.

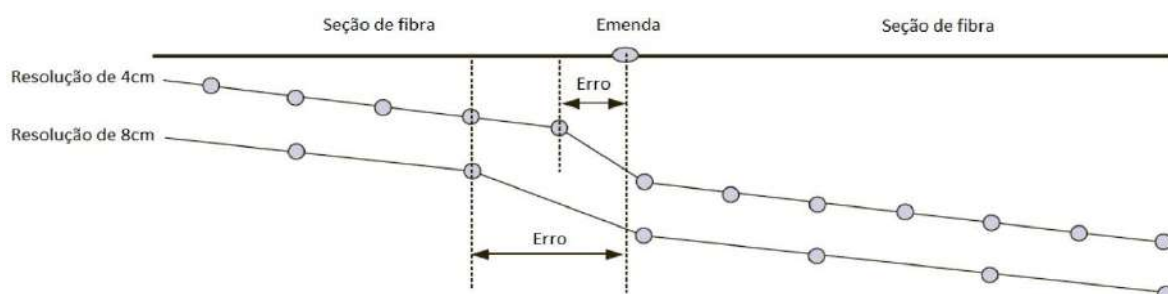


FIGURA 5. Efeito da resolução de amostragem sobre o erro de medida [13].

O teste com maior resolução demandará mais tempo para coletar a mesma quantidade de amostras de um ponto, se comparado com um teste com menor resolução, logo, seria necessário um tempo de aquisição maior para se obter uma relação sinal ruído equivalente [12].

Os valores de resolução disponíveis em cada OTDR variam conforme a largura de pulso selecionada. Para um pulso mais longo são oferecidas opções com menos resolução, enquanto que, para um pulso mais curto são oferecidas opções com mais resolução [12].

4. MATERIAIS E MÉTODOS

O estudo consistiu na definição de uma curva de referência, com os parâmetros configurados da forma mais adequada para as características da fibra em teste, e na variação dos parâmetros, um por vez, para comparação com a curva de referência.

Para a realização dos testes foi selecionada uma fibra óptica monomodo de um enlace de 36km instalado no estado do Rio Grande do Sul, entre os municípios de Porto Alegre e Gravataí. Este enlace possui 22 emendas por fusão (eventos não reflexivos) e duas junções por conectores (eventos reflexivos).

Foi utilizado um OTDR modelo FTB-720, do fabricante EXFO, com as seguintes especificações técnicas para fibra monomodo:

- Range dinâmico: 35dB a 1310nm e 32dB a 1550nm (valores típicos, com pulso mais longo e média de três minutos em SNR=1);
- Zona morta de evento: 0,8m (valor típico para refletância abaixo de -45dB, usando pulso de 5ns);
- Zona morta de atenuação: 5m;
- Range de distância: 1,25 a 260km;
- Largura de pulso: 5 a 20.000ns;
- Resolução de amostragem: 0,04 a 5m;
- Incerteza de distância: $\pm (0,75 + 0,0025\% \times \text{distância} + \text{resolução de amostragem})$, sem considerar a incerteza do índice de refração.

Foi utilizado um supressor de pulso com 1.006m de fibra monomodo.

As curvas geradas foram gravadas em formato Bellcore (.sor).

5. RESULTADOS

As curvas foram analisadas com uso de dois softwares de emulação de OTDR: *Fiber Trace Unicode Viewer*, versão 6.70, desenvolvido pela JDSU, e *NetWorks/OTDR*, versão 4.1, desenvolvido pela Anritsu.

5.1. Variação de índice de refração

A figura 6 apresenta o efeito da variação do valor do índice de refração, mantendo iguais os demais parâmetros.

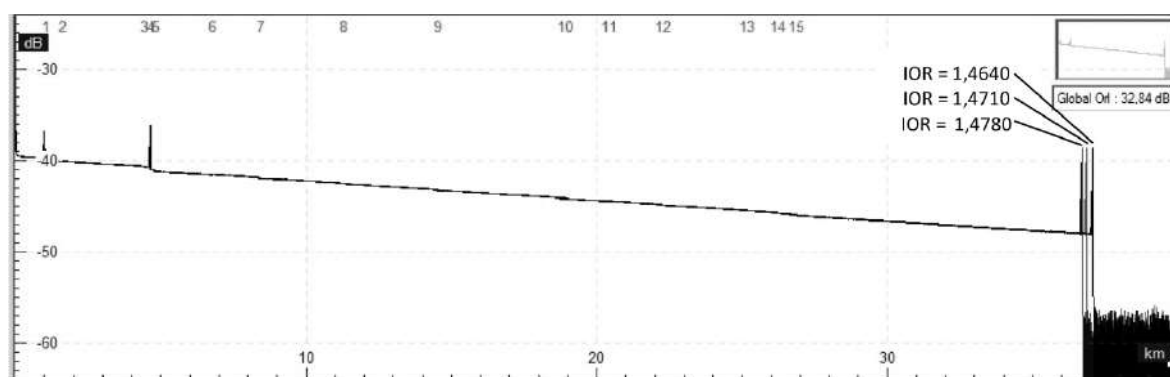


FIGURA 6. Comparação de curvas com variação de índice de refração.

Nota-se que o único efeito é o erro na distância calculada pelo OTDR, cujos valores são indicados na tabela 1.

TABELA 1. Distância medida em função do índice de refração.

Índice de refração	Distância medida
1,4640	37.047,88m
1,4710	36.871,58m
1,4780	36.696,95m

Estes erros de medida podem ser mais bem compreendidos através da análise da equação 1. Como o intervalo de tempo entre o sinal transmitido e o recebido não se altera e a velocidade da luz no vácuo é constante, conclui-se que o erro da distância calculada é inversamente proporcional ao erro do índice de refração, conforme mostra a equação 4.

$$d_1 \cdot n_1 = \frac{c \cdot t}{2} = d_2 \cdot n_2 \Rightarrow \frac{d_2}{d_1} = \frac{n_1}{n_2} \quad (4)$$

5.2. Variação de comprimento de onda

O efeito da variação do comprimento de onda, mantendo inalterados os demais parâmetros, é mostrado na figura 7.

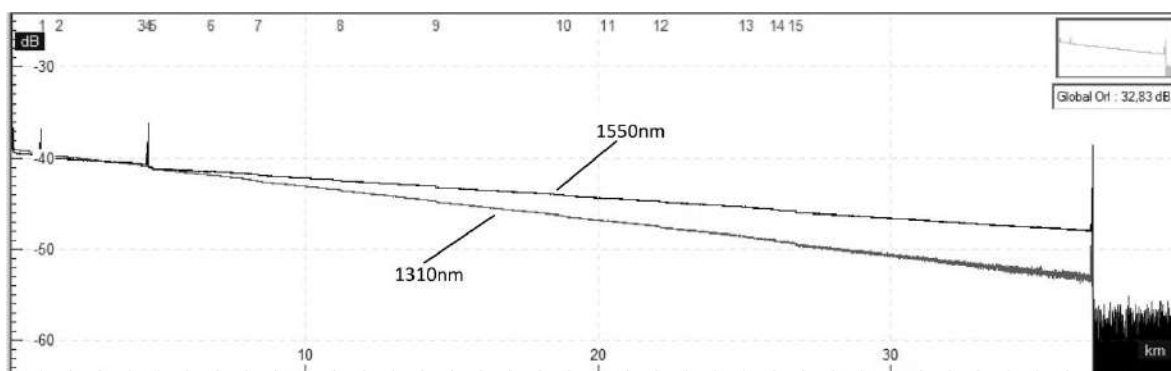


FIGURA 7. Comparação de curvas com variação de comprimento de onda.

O declive maior observado na curva de retroespalhamento em 1310nm é decorrente do maior coeficiente de atenuação deste comprimento de onda, o que faz com que o nível de sinal aproxime-se mais rapidamente do nível de ruído, resultando em redução significativa da relação sinal ruído, ocasionando imprecisão na medida de eventos distantes. Este efeito negativo poderia ser compensado com o aumento da largura de pulso no teste em 1310nm.

5.3. Variação de distância

A figura 8 mostra o efeito da variação do valor da distância, sem alteração dos demais parâmetros.

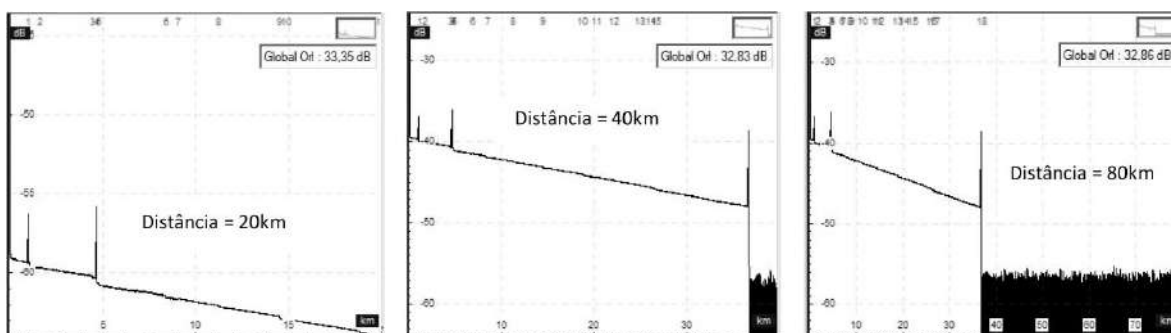


FIGURA 8. Comparação de curvas com variação de distância.

Verifica-se que quando a distância indicada é menor que o comprimento da fibra em teste, o final da fibra não é detectado, pois o processo de análise não é concluído. Quando a distância indicada é demasiadamente maior que o comprimento da fibra em teste, a curva de retroespalhamento fica comprimida no lado esquerdo da tela, enquanto o ruído ocupa um espaço excessivo no lado direito da tela. Quando a distância é configurada para um valor pouco maior que o comprimento da fibra em teste, aproveita-se melhor o espaço disponível na tela do OTDR e visualiza-se uma faixa estreita de ruído, suficiente para avaliar se a relação sinal ruído está adequada.

5.4. Variação de largura de pulso

O efeito da variação da largura de pulso, mantendo os demais parâmetros iguais, é mostrado na figura 9.

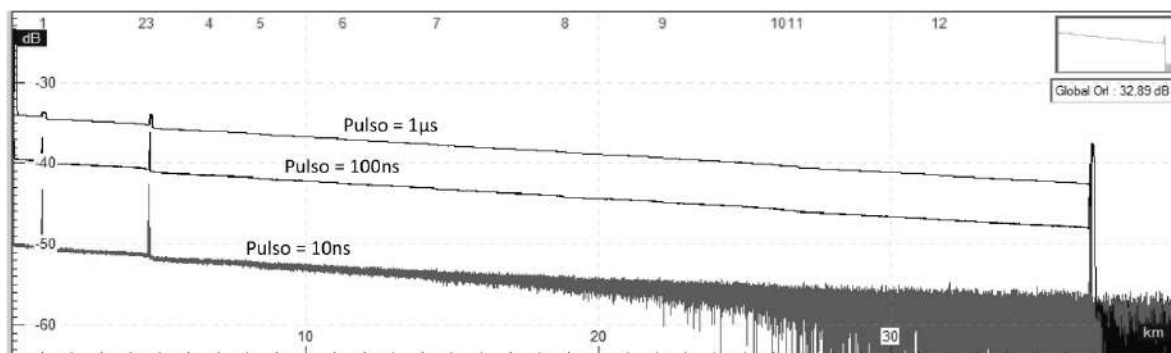


FIGURA 9. Comparação de curvas com variação de largura de pulso.

Percebe-se que o nível de injeção é maior para sinais com maior largura de pulso, pois a potência de um sinal pulsado varia em função da duração do pulso. Logo, o sinal com menor largura de pulso terá o nível de sinal mais baixo e menor será a relação sinal ruído, o que irá ocasionar imprecisão na medida de eventos distantes. Por outro lado, o sinal com maior largura de pulso irá produzir zonas mortas mais longas, como pode ser visto nos eventos reflexivos contidos na figura 9.

Quanto maior a zona morta, maior será a probabilidade de se ocultar eventos relevantes, como de fato ocorreu nestes testes. Um evento não reflexivo localizado 148m após o segundo evento reflexivo foi localizado e medido quando aplicado pulso de 100ns, entretanto, quando aplicado pulso de 1µs, o mesmo evento não foi localizado e a sua perda foi somada ao evento anterior.

O software de emulação mostrou ainda como a resolução de amostragem é reduzida com o aumento da largura de pulso, ainda que o recurso de alta resolução esteja desabilitado. Os resultados obtidos são mostrados na tabela 2.

TABELA 2. Distância entre pontos de dados em função da largura de pulso.

<i>Largura de pulso</i>	<i>Distância entre pontos de dados</i>
10ns	0,625m
100ns	1,250m
1µs	2,500m

5.5. Variação de tempo de aquisição

A figura 10 apresenta o efeito da variação do tempo de aquisição, mantendo os demais parâmetros inalterados. Foi utilizado o recurso de zoom, pois o efeito na curva completa é quase imperceptível.

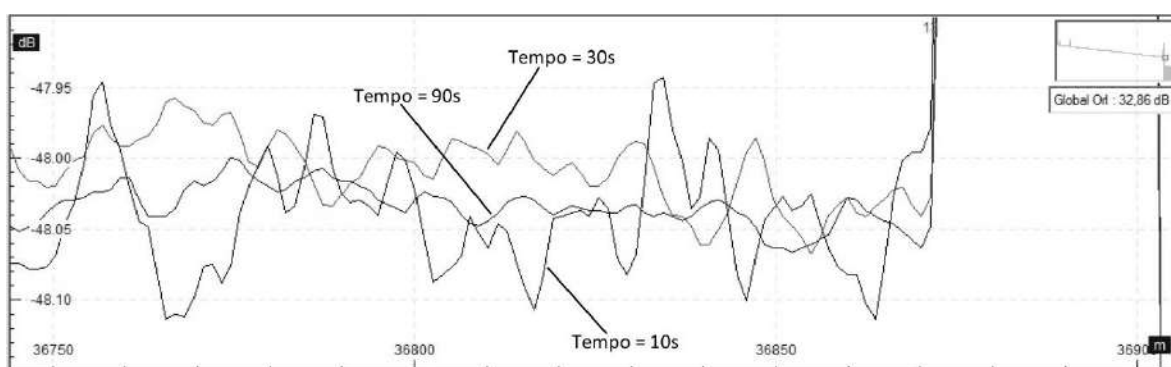


FIGURA 10. Comparação de curvas com variação de tempo.

Verifica-se que o aumento do tempo contribui para a redução do ruído e suavização da curva, em função do aumento da quantidade de amostras obtidas para o cálculo dos níveis médios de cada ponto de dados, as quais são apresentadas na tabela 3.

TABELA 3. Quantidade de amostras obtidas para o cálculo dos níveis médios.

<i>Tempo de aquisição</i>	<i>Quantidade de amostras (average)</i>
10s	4.733
30s	21.620
90s	71.425

Obviamente, o aumento do tempo de aquisição demandará mais tempo de trabalho do operador do OTDR, especialmente quando forem realizados vários testes em sequência, como no caso das certificações de enlaces.

5.6. Variação de resolução

O efeito da variação da resolução, mantendo os demais parâmetros sem alteração, é mostrado na figura 11. Novamente foi utilizado o recurso de zoom, pois o efeito na curva completa seria pouco notado.



FIGURA 11. Comparação de curvas com variação de resolução.

Nota-se que a distância entre os pontos de dados é menor na curva com resolução alta. Os valores de resolução obtidos no software de emulação são mostrados na tabela 4, de onde se conclui que, para cada ponto de dados na resolução padrão, há quatro pontos de dados na resolução alta, no caso do OTDR utilizado neste estudo.

TABELA 4. Distância entre pontos de dados em função da resolução.

<i>Resolução</i>	<i>Distância entre pontos de dados</i>
Padrão	1,25m
Alta	0,313m

Percebe-se ainda que a relação sinal ruído é menor na curva com alta resolução, o que se explica pela menor quantidade de amostras de cada ponto de dados, conforme mostra a tabela 5. O aumento no tempo de aquisição compensaria a relação sinal ruído no caso do teste com alta resolução.

TABELA 5. Quantidade de amostras obtidas em função da resolução.

<i>Resolução</i>	<i>Quantidade de amostras (average)</i>
Padrão	21.620
Alta	4.036

5.7. Retirada de supressor de pulsos

A figura 12 mostra o efeito do uso do supressor de pulsos, mantendo iguais os parâmetros de configuração. Para favorecer a comparação, a curva do teste sem supressor de pulsos foi deslocada no eixo horizontal em valor igual ao comprimento da fibra de lançamento e foi utilizado recurso de zoom nos primeiros eventos do enlace.

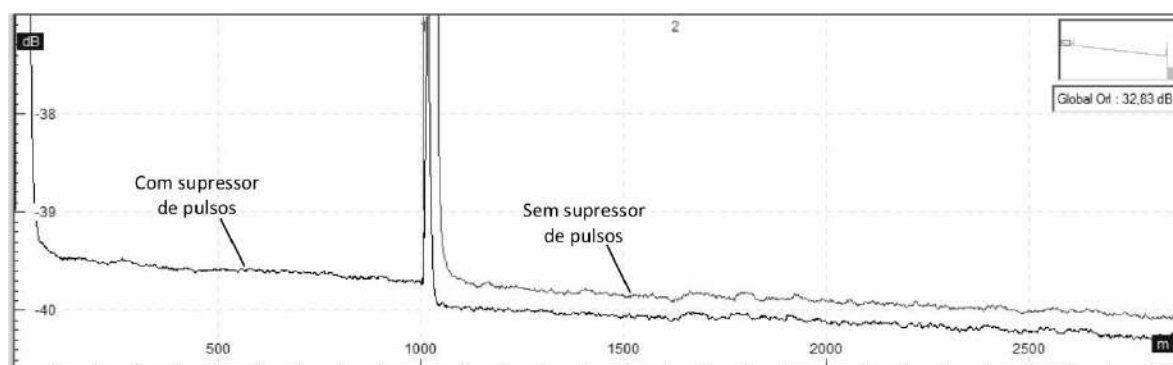


FIGURA 12. Comparação de curvas com retirada do supressor de pulsos.

Em testes com OTDR em um enlace típico, com terminação das fibras em distribuidor interno óptico (DIO), os dois primeiros eventos reflexivos serão a junção de conectores na saída do instrumento e a junção de conectores no DIO. Caso seja utilizado um cordão óptico curto entre o OTDR e o DIO, estes dois eventos serão sobrepostos e não poderão ser medidos, em função da zona morta do primeiro evento. Quando utilizado um supressor de pulsos entre o OTDR e o DIO, a distância entre os dois eventos é aumentada, de forma que a zona morta do primeiro evento não se sobreponha ao segundo evento. Na figura 12, com o deslocamento aplicado na curva do teste sem supressor de pulsos, percebe-se como a zona morta do primeiro evento se sobrepõe ao segundo evento e constata-se a solução do problema com a utilização do supressor de pulsos.

6. CONCLUSÃO

Este trabalho se propôs a analisar os efeitos das variações de configuração de OTDR nos resultados dos testes ópticos, utilizando recursos do modo avançado de configuração. Inicialmente, examinou-se o princípio de funcionamento do OTDR e seus conceitos fundamentais. Posteriormente, estudaram-se os parâmetros de configuração de aquisição de curvas. Feito o estudo teórico do tema, passou-se ao estudo empírico, que foi realizado através da execução de testes ópticos com OTDR em um enlace óptico real, com variação dos parâmetros de configuração, através da utilização do modo avançado. Os resultados dos testes foram apresentados e analisados, permitindo apontar aos profissionais da área formas de melhoria nos seus procedimentos de testes. Diante disto, conclui-se que os objetivos traçados foram alcançados com êxito.

Ao longo do estudo, puderam ser realizadas algumas observações. O erro na indicação do valor do índice de refração resultará em erro proporcional na distância calculada pelo OTDR, o qual pode ser mais significativo do que os erros relacionados com a imprecisão do instrumento. As medições com comprimento de onda de 1310nm devem ser realizadas com largura de pulso maior do que nas medições em 1550nm em função do maior coeficiente de atenuação e menor relação sinal ruído. A distância deve ser pouco maior que o comprimento da fibra em teste, bastando que se visualize uma faixa estreita de ruído, que seria suficiente para avaliar se a relação sinal ruído está adequada. A escolha da largura de pulso depende do objetivo do teste e do comprimento da fibra em teste. Se o objetivo for verificar a curva completa, o pulso deve ser largo o suficiente para que se visualize o final da fibra com boa relação sinal ruído, mas não poderá ser demasiadamente largo, para que as zonas mortas sejam reduzidas ao máximo. Se o objetivo do teste for de avaliar um ponto específico do enlace, a largura do pulso deve ser a mais estreita possível, para que se alcance o ponto desejado, o que resultará em melhor resolução. O tempo de aquisição determina a quantidade de amostras de cada ponto de dados, logo o aumento do tempo contribui para a redução do ruído. O aumento da resolução diminui o erro na localização de eventos, mas também reduz a relação sinal ruído, o que pode ser compensado com o aumento do tempo de aquisição. A inclusão de um supressor de pulsos entre o OTDR e o DIO desloca a zona morta provocada pelo conector do OTDR e permite a caracterização das primeiras emendas do enlace.

Este trabalho pode ser ampliado, futuramente, através do estudo dos tipos de eventos mais comuns e de efeitos encontrados frequentemente, tais como: emenda com ganho e evento fantasma. Pode-se também realizar a análise de testes em outros enlaces, com características ópticas diferentes, relacionando os resultados obtidos com as informações apresentadas neste estudo. É possível ainda elaborar um programa de capacitação de operadores de OTDR com base no conteúdo deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- [1] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 13486: Fibras Ópticas – Terminologia. Rio de Janeiro, out. 1995.
- [2] Abbade, A. L. R; Caputo, M. R. C. Aplicação do OTDR na Análise de Problemas de Atenuação em Fibras Ópticas: estudo de casos. Santa Rita do Sapucaí: *Revista Telecomunicações*, v.5, n. 2, p. 25-33, dez. 2002.
- [3] Laferrière, J. et al. Reference Guide to Fiber Optic Testing. v.1, 2.ed. Saint-Etienne: JDSU, 2011.
- [4] Teixeira, S. A. Sistemas de Comunicações Ópticas. Curso Lato Sensu em Sistemas de Telecomunicações, Escola Superior Aberta do Brasil, 2002.
- [5] Abbade, A. L. R. Comunicações Ópticas. [S.l.]: Instituto Nacional de Telecomunicações, nov. 2001.
- [6] Prada, R. OTDR: Optical Time Domain Reflectometer. [S.l.]: JDSU, 2007.
- [7] Talbot, P. Uso de OTDR e OLTS para Medição de Perdas Ópticas. [S.l.]: EXFO, out. 2001.
- [8] Agilent Technologies. Optical Time Domain Reflectometers: Guia de Bolso. Boeblingen: [S.n.], abr. 2001.
- [9] JDSU. MTS/T-BERD 6000L: User Manual. [S.l.]: JDSU, 2006.
- [10] Prada, R. Treinamento: Fibra Óptica. [S.l.]: JDSU, 2010.
- [11] Anritsu. Understanding OTDRs. [S.l.]: Anritsu, nov. 2011.
- [12] EXFO. FTB-700 Series: OTDR para FTB-1. Québec City: EXFO, 2011.
- [13] JDSU. The Impact of Sampling Resolution on OTDR Testing. [S.l.]: JDSU, nov. 2010.



Artigo

Análise técnica sobre as características gerais dos parques eólicos do RN

Gabriel Luiz D. L. Nogueira ^[1] e Daniel Carlos de C. Crisóstomo ^[2]

^[1] Universidade Federal Rural do Semi-árido; gabrieldantas503@gmail.com

^[2] Universidade Federal Rural do Semi-árido; daniel.crisostomo@ufersa.edu.br

Recebido: 22/06/2021;

Aceito: 15/08/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: O Brasil possui grande potencial eólico, em especial o Rio Grande do Norte (RN), que é, atualmente, o estado com maior potência eólica instalada no país, atraindo investidores todos os anos para implementação de novos empreendimentos. Este artigo aborda as principais características que permeiam os parques e aerogeradores do RN, buscando traçar aspectos da evolução da potência eólica instalada, quantidade de turbinas por parque, potência por aerogerador, altura da torre, diâmetro do rotor, distribuição da potência por região de concentração dos empreendimentos, fabricantes e tipologia das máquinas. Para a reunião destas informações, foram coletados dados dos sistemas de informação de geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e ePowerBay, do qual determinou-se também os tipos de máquinas dos modelos comerciais de aerogerador no estado. Estes dados foram analisados e discutidos por meio de tabelas e gráficos estatísticos. Pôde-se concluir, por fim, a importância da determinação do perfil dos parques do RN como guia informativo sobre o panorama geral do setor eólico no estado, para sua utilização como base de pesquisa para aprofundamento sobre os parâmetros analisados dos parques e aerogeradores, além da aplicabilidade da metodologia para outros estados ou regiões.

Palavras-chave: energia eólica; Rio Grande do Norte; aerogeradores; parques eólicos.

Abstract: Brazil has a huge wind potential, especially in the Rio Grande do Norte (RN), that is, at the moment, the state with the highest wind energy capacity installed in the country, approaching investors every year for new wind projects implementation. This article approaches the main features that go through of the wind farms and wind turbines of RN, seeking to trace aspects about the installed wind power, number of wind turbines by wind farm, turbine power, tower height, rotor diameter, energy distribution by region of concentration of wind enterprises, manufacturers and wind turbine typology. For this information's gathering, data were collected from the generation information systems of National Agency of Electric Energy (ANEEL) and ePowerBay, which was also possible determinate the wind turbines typology of commercial turbines model in the state. These data were analyzed and discussed using statistical tables and graphs. It was possible to conclude, in this way, the importance of set down the profile of wind farms in RN as an informative guide about the general panorama of wind industry in state, for use as a research base to deepen the analyzed parameters of wind farms and wind turbines, in addition to the applicability of this research methodology to other states and regions.

Key-words: wind energy; Rio Grande do Norte; wind turbines; wind farms.

1. INTRODUÇÃO

O aquecimento global tem se intensificado nos últimos anos, constituindo um dos principais questionamentos dentro da sociedade sobre o futuro [1] (p. 207). As consequências do efeito estufa estimularam, países desenvolvidos a reduzir o uso de energias não renováveis e investir no uso de fontes de energia limpa que, apesar de mais caras, são mais seguras e emitem uma quantidade consideravelmente menor de gases nocivos na atmosfera [2]. O vento é uma destas fontes de energia limpa. Devido às diferenças de pressão e temperatura presentes na atmosfera e produzidas a partir da radiação solar, massas de ar são deslocadas e o vento é gerado.

O aerogerador, principal componente de aproveitamento da energia dos ventos, é responsável pela conversão da energia cinética associada aos deslocamentos de massas de ar em energia elétrica. Estes, evoluíram com o desenvolvimento tecnológico ao longo dos anos, que se converge a modelos comercialmente restritos, em sua grande maioria, a turbinas de eixo horizontal e de três pás [3] (p. 26). Esses modelos de aerogeradores, utilizados comercialmente em larga escala, possuem diferentes tipologias que se adequam à região conforme as especificidades do vento e geografia locais.

No cenário brasileiro, a energia elétrica do país, devido à sua geografia, é predominantemente composta por energia hidráulica. Os primeiros registros das fontes de energia renováveis não convencionais como a energia eólica e solar no Brasil datam da década de 1990. De acordo com [4] (p. 4) na matriz elétrica brasileira em 1973, a energia hidráulica representava 89,4% do total, seguida do Óleo (7,2%), Carvão (1,7%) e outras (fontes alternativas como energia eólica, biomassa, etc.) (1,7%). Atualmente (2021), entretanto, segundo [5], a matriz elétrica brasileira representa 62,42% do total, seguida da energia eólica (10,13%) e biomassa (8,72%). A energia solar (também constado como uma fonte alternativa de energia) representa 1,88% do total [5].

É notório, dessa forma, a evolução da matriz elétrica brasileira em mais de 40 anos, onde houve aumentos significativos na participação de fontes alternativas de energia. Em especial a energia eólica, que obteve crescimentos notáveis, principalmente no Nordeste, que é, segundo [6] (p. 44), a região com maior potencial eólico no Brasil (143,5 GW a uma altura de 50 m).

O RN, atualmente representa a maior potência eólica instalada do país. Possui 174 empreendimentos eólicos instalados com 2.284 aerogeradores que, juntos, somam quase 5 GW [5]. Diante disso, surge o questionamento acerca das principais características relacionadas aos parques eólicos e aerogeradores do estado. Características dos parques quanto a sua potência total instalada e região de concentração, quantidade de turbinas por parque e sua potência nominal, como ocorreu a evolução dos parques e turbinas ao longo dos anos, as características do diâmetro do rotor, altura da torre, tipologia e fabricantes. Características estas que definem o de forma geral o perfil das turbinas e parques eólicos do estado com a maior potência eólica instalada no Brasil.

2. AEROGERADORES E PARQUES EÓLICOS

Nesta seção serão discutidos os principais conceitos sobre parques eólicos e os aerogeradores, com o enfoque, deste último nas principais tipologias de máquinas encontradas na literatura.

3.1. Aerogeradores

De acordo com [7] (p. 2), aerogeradores são geradores elétricos que convertem a energia mecânica produzida pelo rotor em energia elétrica, sendo este rotacionado, basicamente, a partir da força dos ventos. As turbinas mais utilizadas para a geração de eletricidade são as turbinas de eixo horizontal do tipo hélice, de três pás. Conforme [6] (p. 14), a energia que é convertida em energia elétrica útil para consumo rede é dada pela Equação 1.

$$P_T = \frac{1}{2} \delta A w^3 C_p \eta \quad (1)$$

Em que P_T é a potência absorvida pela turbina, δ é a densidade do ar, A é a área da região no qual o vento está passando, w a velocidade do vento, C_p é o coeficiente de performance, representa a quantidade de energia do vento que é coletada pela turbina — coeficiente que, segundo [8] (p. 24), possui um limite máximo de 59,3% (limite de Betz) — e por fim, η é a eficiência do conjunto gerador/transmissão.

É possível notar que a potência da turbina é proporcional ao cubo da velocidade do vento, sendo este o principal parâmetro na conversão de energia eletromecânica do aerogerador. A Figura 1 [8] (p. 33), mostra a curva de potência típica de uma turbina eólica em função da velocidade do vento.

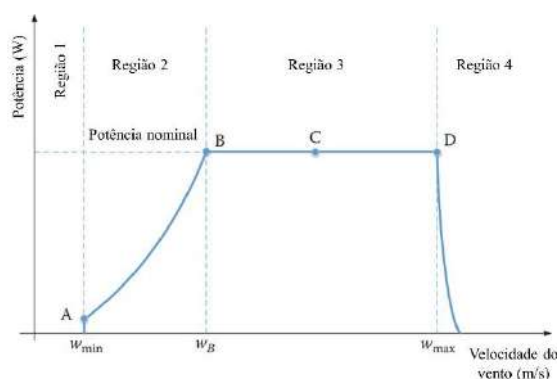


FIGURA 1. Curva característica da potência de uma turbina eólica (Adaptado de [8] (p. 33)).

Segundo [8] (p. 32), na região 1, a velocidade do vento é muito baixa para girar o rotor e gerar eletricidade, geralmente abaixo de 2,5 m/s. Na região 2, a potência da turbina é proporcional ao cubo da velocidade do vento, conforme a Equação 1. Na região 3, a velocidade permanece constante, devido às características construtivas do aerogerador, que possui sistemas de controle que limitam a potência máxima gerador, para fins de proteção do equipamento. Na região 4, para ventos com velocidade muito elevadas (superiores a 25 m/s, geralmente), é ativado o sistema de proteção, no qual a rotação das pás é reduzida e a turbina é desligada [6] (p. 14).

3.1.1. Tipos de aerogeradores

A Figura 2 mostra as principais configurações de turbinas eólicas encontradas na literatura, e também as mais utilizadas para disposição dos modelos de aerogeradores comercializados. Na Figura 2a [9] (p. 67) é mostrado o esquemático das turbinas do tipo I, com os principais componentes que fazem parte da estrutura, também denominadas de turbina de velocidade fixa, consistem na configuração mais simples em termos de estrutura e de sistemas de controle de velocidade do vento [10] (p. 173). Segundo [8] (p. 179), este modelo geralmente utiliza um gerador de indução do tipo gaiola de esquilo em sua composição, sendo pouco utilizado atualmente.

A caixa de engrenagens é o componente mecânico que eleva a velocidade de rotação fornecida ao gerador. De acordo com [11] (p. 196), a frequência do gerador depende do número de polos do estator e da velocidade de rotação do rotor. A velocidade de rotação das hélices varia, geralmente, de 6 a 25 rpm, entretanto, para fornecer a frequência necessária para a rede, o gerador precisa operar a uma velocidade muito maior. Comumente são utilizados geradores de 4, 6 ou 8 polos, então para que seja fornecida à rede uma frequência de 60 Hz, um gerador de 8 polos necessitaria de uma caixa de engrenagens que multiplicasse a velocidade das hélices para 900 rpm, por exemplo. Quão maior a exigência do gerador da caixa de engrenagens para aumento da velocidade do rotor, mais robusto é o seu tamanho, peso e necessidade de constantes manutenções [10] (p. 175).

O soft-starter é o componente utilizado para controlar a tensão gerada a partir das instabilidades do vento, mantendo a velocidade do gerador fixa de acordo com as condições favoráveis do vento, modificando a sua forma de onda e reduzindo efetivamente a corrente excessiva no estator durante o acionamento do sistema. O compensador é o fornecedor de potência reativa do sistema, necessário para o funcionamento adequado do gerador, no qual geralmente é utilizado um banco de capacitores. Por fim, um transformador é inserido no sistema para elevar a tensão do gerador e ajustar a tensão à da rede [10] (p. 176).

A Figura 2b [9] (p. 67) mostra o esquemático das turbinas do tipo II, também conhecidas por geradores de indução com velocidade variável. São semelhantes às turbinas do tipo I, com a exceção do gerador, que é de rotor bobinado, permitindo ser acessado externamente. O acesso ao rotor possibilita o gerador conectado a um sistema de chaveamento transistorizado para o controle do fluxo de corrente no rotor de acordo com a velocidade do vento, permitindo o gerador operar em diferentes limites de velocidade. Neste caso, quando a velocidade do vento é favorável, o rotor tem seu limite de rotação elevado, e, quando o vento é menos favorável, o limite é reduzido, fazendo com que o processo de aproveitamento do vento seja mais eficiente [8].

A Figura 2c [9] (p. 68) mostra o esquemático das turbinas do tipo III ou geradores de indução duplamente alimentado. Seu funcionamento é similar ao tipo II, com a diferença de que podem operar em um faixa contínua de valores, permitindo, desta forma, um melhor aproveitamento da energia do vento. Dispensa o uso do compensador capacitivo e do soft-starter e em seus lugares um conversor eletrônico ligado ao rotor do gerador e ao transformador é utilizado. O gerador é conectado à rede ao conversor — que injeta potência diretamente ao rotor — quanto à rede, e, por isso, recebe o nome de duplamente alimentado. Estes conversores permitem o controle de variáveis cruciais como o torque gerado, velocidade de rotação do rotor, fluxo de potência reativa e fator de potência nos terminais do estator, faixa de operação da velocidade do vento, entre outros [8].

A Figura 2d [9] (p. 69) mostra o esquemático das turbinas do tipo IV e consistem na única configuração que utiliza geradores síncronos dispensando a caixa de engrenagens. A ausência da caixa de engrenagens é importante para a redução dos custos de instalação e manutenção. Esta ausência é compensada com o uso de um gerador com grande número de polos, uma vez que a frequência do gerador é proporcional ao número de polos e à velocidade de rotação do rotor. Nesta tipologia, o gerador é conectado a um conversor, semelhante ao tipo III, que permite o controle das variáveis cruciais do sistema [10].

De acordo com [8] (p. 257), comumente estes geradores possuem um número de polos superior a 100, fazendo com que possua uma maior largura e custo quando comparados aos demais modelos. Em parques eólicos *offshore* por exemplo, o uso de geradores síncronos de ímãs permanentes é mais adequado por requererem menor frequência em manutenções, reduzindo assim, os custos com manutenções uma vez que estes parques possuem um acesso restrito na maioria dos casos [10] (p. 276).

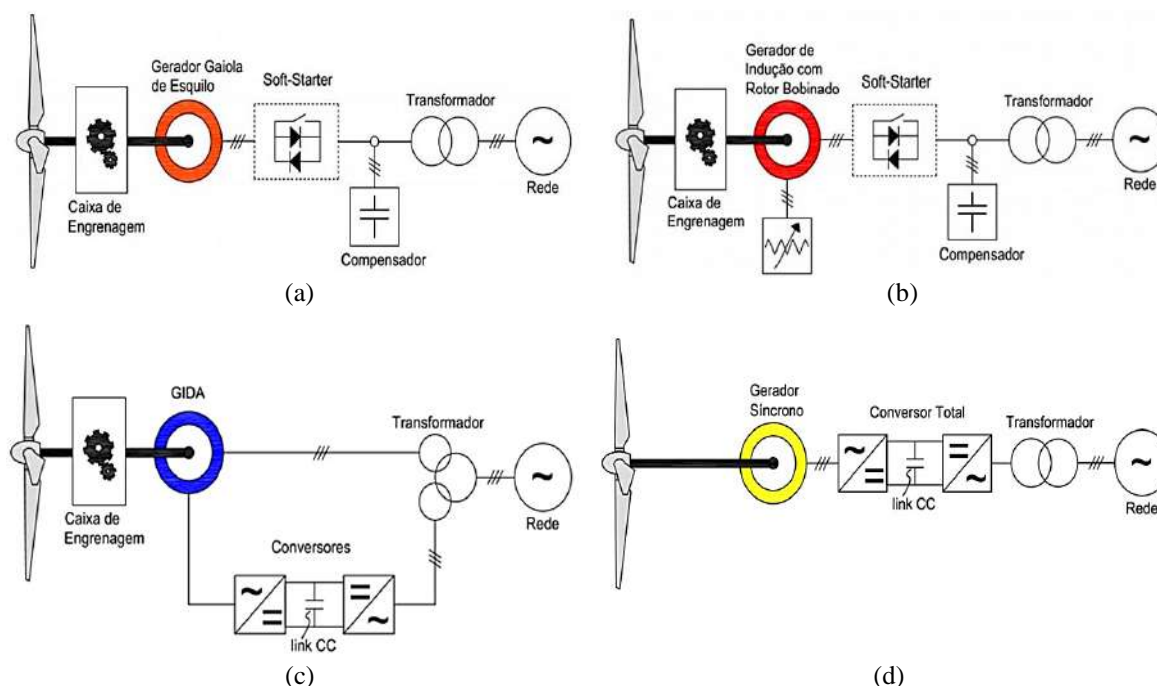


FIGURA 2. Turbina eólica do tipo: (a) I; (b) II; (c) III; (d) IV (Adaptado de [9]).

3.2. Parques eólicos

Os parques eólicos, consistem no conjunto de aerogeradores eletricamente interligados e se dividem em dois grupos, conforme o local de instalação: *onshore* e *offshore* [12]. Os parques *onshore*, segundo [13] (p. 2), tratam-se de infraestruturas capazes de gerar energia elétrica a partir do vento em solo terrestre. Normalmente são construídos em locais no qual deve-se considerar impactos sonoros, viabilidade ambiental e legal, potencial energético do local, variação da velocidade dos ventos durante o ano, condições geológicas locais e acessibilidade do lugar previamente à escolha do local do parque.

Os parques *offshore*, conforme [14] (p. 1), são os parques instalados em superfícies aquáticas não muito profundas, distantes da costa, das rotas de tráfego marinho, instalações navais e áreas de preservação ambiental. Nessas regiões, os ventos são mais constantes e possuem maiores velocidades. Para isso, são postos em grandes estruturas flutuantes em águas pouco profundas e afastados da costa, das rotas de tráfego marinho, das instalações navais e dos espaços de interesse ecológico. No Brasil, não há registros de parque eólicos *offshore* em operação.

3. ENERGIA EÓLICA NO RN

Os primeiros registros da energia eólica no RN datam de 2004, com a instalação de um pequeno parque eólico com 3 turbinas de 600 kW, construído para atender o consumo de instalações da Petrobrás. O primeiro parque para consumo público foi o parque eólico RN15, no município do Rio do Fogo, com 62 turbinas de 800 kW cada, e 48 metros de diâmetro do rotor da Wobben-Enercon [15].

Segundo [16] (p. 25), o RN está localizado na região de predomínio dos ventos alísios, que resultam em ventos de elevada constância e com ocorrência acentuada de ventos sudeste e leste. O estado possui três regiões principais no qual as velocidades médias anuais do vento são consideráveis para geração de energia eólica: Mato Grande, Litoral Setentrional e Serras Centrais, conforme [17] (p. 10). A Figura 3a mostra o mapa do RN com as indicações de cada região mencionada e das faixas de velocidades médias anuais a uma altura de 50m, adaptada do Atlas do Potencial Eólico do Rio Grande do Norte [16] (p. 53).

A Região 1 representa Mato Grande e está localizada no nordeste do estado, com 5.702,243 km², contendo 10 municípios com empreendimentos eólicos presentes (Ceará-Mirim, Jandaíra, Jardim de Angicos, João Câmara, Parazinho, Pedra Grande, Rio do Fogo, São Bento do Norte, São Miguel do Gostoso e Touros). A Região 2 representa o Litoral Setentrional, localizado na costa norte-noroeste, com 2.978,011 km² e composto por 5 municípios (Areia Branca, Galinhos, Guamaré, Macau e Serra do Mel). Por fim, a Região 3, das Serras Centrais localizada na área central do estado, com elevadas altitudes (700 m em relação ao nível do mar), constituída por 7 municípios (Bodó, Cerro Corá, Lagoa Nova, Santana do Matos e Tenente Laurentino Cruz) e área de 3.019,926 km² altura [15, 16].

A Figura 3b [5] indica as áreas de concentração dos empreendimentos eólicos presentes no estado do RN, totalizando 294 parques, com 175 parques em operação, 35 em fase de construção e 84 com construção não

iniciada. A potência outorgada total do estado é de 4.945.396 kW. É notório ainda, quando comparado as Figuras 3a e 3b, que os parques estão presentes justamente próximos às áreas com registro de maiores velocidades média anuais.

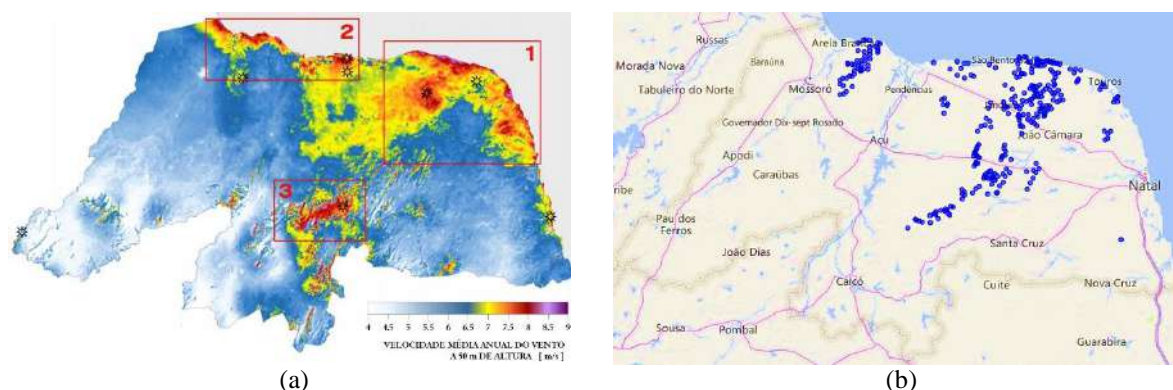


FIGURA 3. Mapa geopolítico do RN com indicações de: (a) Regiões mais promissoras para inserção de empreendimentos eólicos (Adaptado de [16]); (b) Empreendimentos eólicos em operação presentes no RN até 2021 (Adaptado de [5]).

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Para a coleta de dados utilizados nesta pesquisa, foram utilizados dados atualizados da ANEEL acerca dos sistemas de geração de energia elétrica do Brasil. Por meio da consulta ao cadastro dos empreendimentos [15], dados de e filtrar, por estado, informações referentes geração de energia eólica do país como a indicação dos nomes dos empreendimentos, início de operação, município em que o parque está inserido e sua potência total instalada.

Quanto às informações referentes aos aerogeradores situados em cada parque, estas podem ser consultadas em arquivos do Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico – SIGEL da ANEEL [18], onde, com auxílio do *software Google Earth Pro*¹, é possível localizar os aerogeradores presentes no país. Estes arquivos contêm informações da altura da torre, diâmetro do rotor, potência nominal da turbina, que relacionando com a potência total do parque, também se obtém a quantidade total de turbinas por empreendimento. Estes dados foram utilizados para análise da evolução da energia eólica no RN a partir dos parâmetros diâmetro, altura da torre e potência da turbina. Além também da análise da potência total, quantidade de parques, diâmetro e concentração por região sob a perspectiva da quantidade de turbinas.

Dados sobre fabricantes de cada turbina foram fornecidas pela plataforma *online* de comércio eletrônico e desenvolvimento e análise para projetos de energia renovável no Brasil, a *ePowerBay*. Tais dados foram fornecidos em uma planilha que indica os fabricantes de cada parque eólico presente no país, em contato via e-mail com a empresa. Com as informações sobre fabricantes foi possível identificar o modelo de cada turbina a partir de seu *datasheet*, presente no próprio catálogo da fabricante e/ou em [19] e [20] (Os *datasheets* de alguns modelos não mais comercializados foram buscados em repositórios mais antigos do fabricante).

Foi determinado, com o auxílio dos *datasheets*, cada aerogerador quanto à sua tipologia (I, II, III, IV), permitindo assim, realizar a análise da evolução das configurações dos sistemas eólicos presentes no RN. Ao todo, foram considerados 174 empreendimentos eólicos de grande porte, desde o primeiro parque a entrar em operação, em 2004, até os parques que entraram em operação até março de 2021. Todos os dados coletados dos sistemas da ANEEL e *ePowerBay* foram reunidos e analisados em tabelas e gráficos estatísticos por meio do *software Microsoft Excel*², trazendo um vislumbre técnico acerca da situação do setor eólico no RN [21].

5. RESULTADOS

Nesta seção serão abordados os principais aspectos referentes aos parques eólicos e aerogeradores do estado, como distribuição de usinas, turbinas e potência por cidade e região, evolução dos diâmetros, alturas das torres e tipos de máquinas ao longo dos anos, mostrando as razões que levaram a tais resultados.

¹ *Software* livre, versão 7.3.3.7.3.3.7786 (64-bit).

² *Software* licenciado, pacote *Microsoft Office* 365, versão 2002 (Build 12527.20092).

5.1. Evolução dos parques e turbinas baseados na potência

Baseado nos dados coletados [21], a Figura 4, indica a evolução da energia eólica no RN, sob perspectiva da potência eólica instalada acumulada e total de 2004 a 2021. É notório, que o período de operação da energia eólica no estado, desde a entrada em funcionamento do primeiro parque até 2021, é inferior a duas décadas, entretanto, apenas em 2014, pôde-se observar um avanço significativo do setor, um vez que até 2013, potência eólica instalada era relativamente baixa, com poucos parques entrando em operação a cada ano.

Em 2014, no entanto, houve um registro significativo de novas potências eólicas que entraram em operação se mantendo alta até 2016. Nos anos seguintes, este número decresceu, mas foi suficiente para colocar o RN como líder nacional em produção de energia eólica.

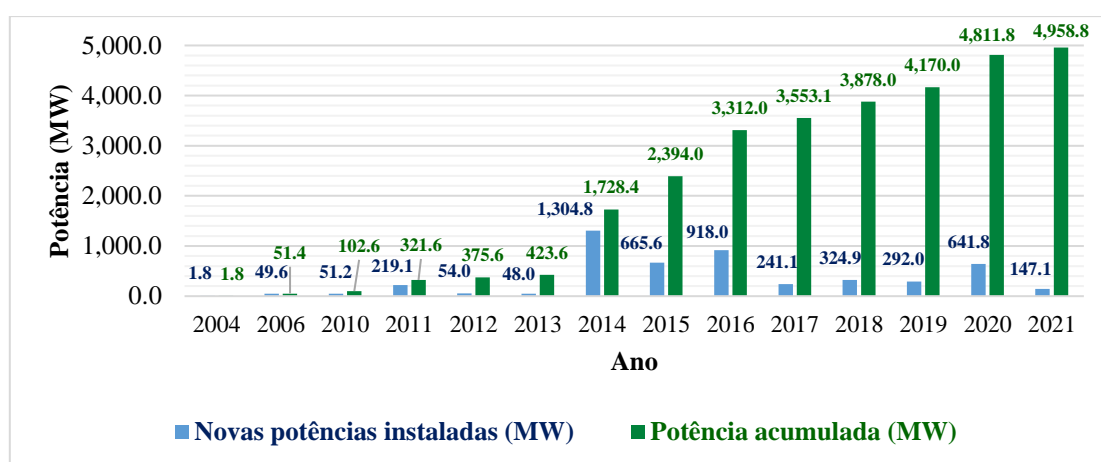


FIGURA 4. Evolução de novas potências instaladas e acumulada de 2004 a 2021 no RN (Adaptado de [21]).

É possível notar ainda que quase 60% de toda a potência eólica instalada no RN atualmente teve seu início de operação entre os anos de 2014 e 2016, o que ressalta este intervalo como o ápice da energia eólica do estado na última década. Os anos seguintes também mostraram bons resultados, em 2020, por exemplo, houve um aumento da potência eólica instalada praticamente igual ao ano de 2015. Sendo que, em 2020 entraram em operação apenas 17 novos parques, enquanto em 2015 foram 25 parques; o que, claramente é remetido a empreendimentos com turbinas com maior potência.

Na Figura 5 [21], observa-se a evolução dos aerogeradores do RN baseado em faixas de potência. É visível que apenas parques eólicos que entraram em operação nos primeiros anos (2004 e 2006) — que são os parques eólicos de Macau e Rio do Fogo — possuíam turbinas com potência nominal entre zero e 0,99 MW (65 aerogeradores ao todo), que são consideradas potências muito baixas quando comparadas a modelos mais atuais.

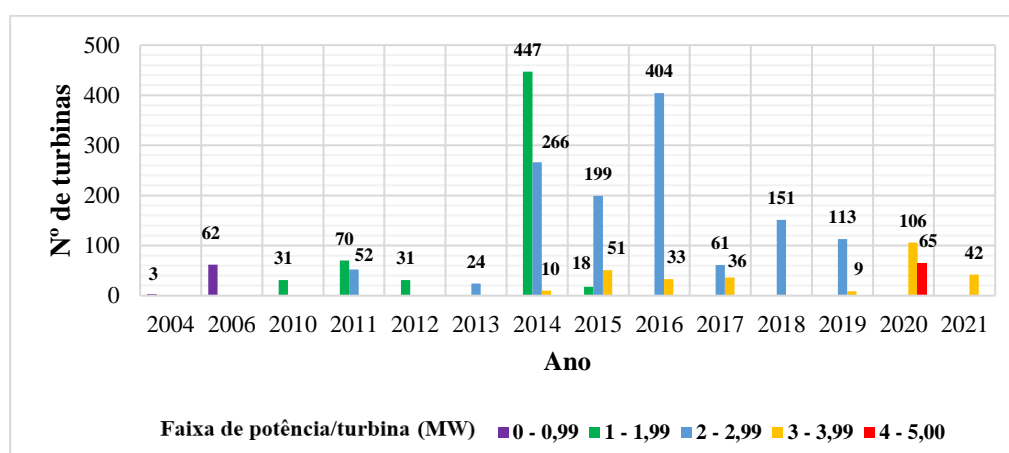


FIGURA 5. Evolução da potência/turbina instalada de 2004 a 2021 (Adaptado de [21]).

Ao longo dos anos, houve a inserção da tecnologia de turbinas mais potentes no estado. Em 2010 começou a entrar em operação os primeiros parques com potência nominal entre 1 MW e 1,99 MW, totalizando 597 turbinas nesta faixa. Entre 2 MW e 2,99 MW existem 1.270 turbinas distribuídas no estado, representando a maioritariamente dos modelos de turbinas presentes atualmente, seguida da faixa de 3 MW e 3,99 MW, com 287 parques ao todo.

Apenas em 2020 (Figura 5) entraram em operação parques com geradores na faixa de 4 MW e 5 MW, com 65 turbinas atualmente instaladas (Município de Serra do Mel). Mundialmente, a tecnologia dos aerogeradores permite modelos de maior potência. A Figura 6, adaptada de [21], relaciona a potência por turbina (MW) com a quantidade de turbinas e de parques eólicos ativos, no qual observa-se que a grande maioria das turbinas do estado possuem potência de 1,6 MW, 2 MW e 2,1 MW, que também estão presente em um maior número de parques.

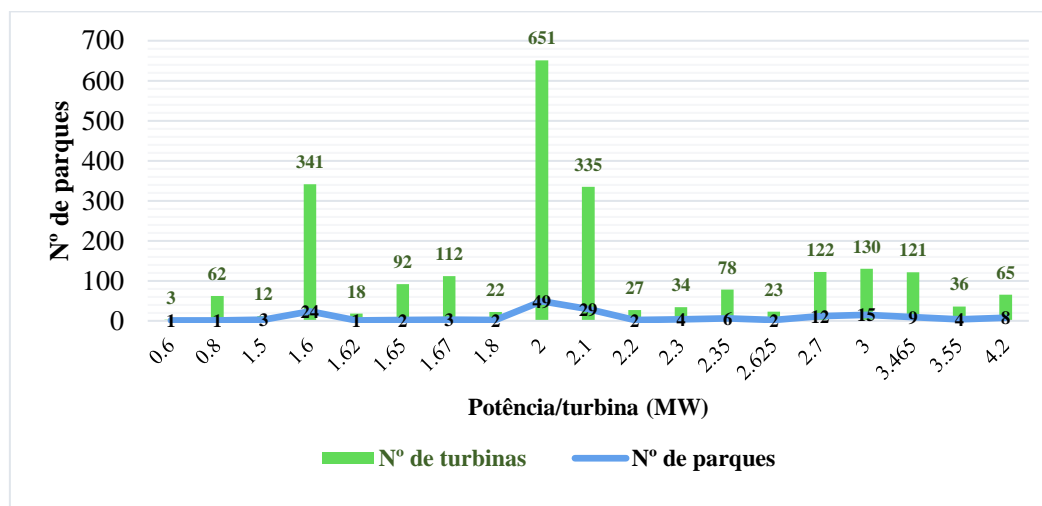


FIGURA 6. Relação do número de parques e turbinas com a potência (Adaptado de [21]).

Esses aerogeradores possuem potência inferior às disponíveis atualmente na indústria, entretanto, verifica-se que à medida que turbinas de maior potência ganharam mais visibilidade, as de potência menor perderam. Turbinas na faixa de 1MW a 1,99MW, por exemplo, foram utilizadas até 2015, com alto índice em 2014, entretanto, nos anos seguintes o uso destas foi descontinuado, ao mesmo tempo em que as turbinas nas faixas de 2 MW a 2,99 MW começaram a ser mais utilizadas, conforme observa-se na Figura 6.

A partir de 2020, é possível observar que já não houve registro de turbinas da faixa de 2 MW a 2,99 MW (Figura 6), o que pode implicar o seu desuso no futuro, diante do avanço tecnológico dos aerogeradores, uma vez que turbinas de até 4,2 MW — dobro da potência das turbinas de 2,1 MW em 2014 — foram instaladas em parques eólicos que entraram em operação em 2020.

Quanto à potência total dos parques, a Figura 7 [21] ilustra as faixas de potência e a quantidade de parques em cada faixa, no qual é notório a majoritariedade de parques com capacidade total entre 20 MW e 29,9 MW, de forma que 162 parques possuem potências restritas entre 10 MW e 40 MW (93,1%).

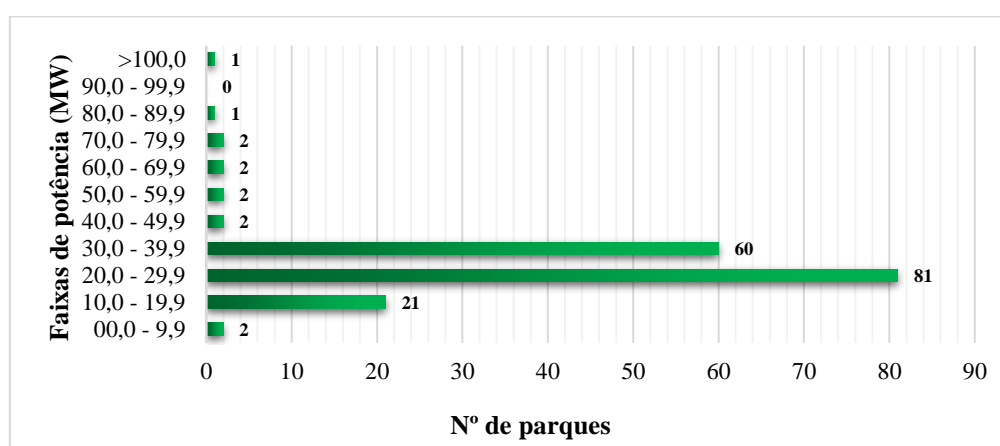


FIGURA 7. Relação das faixas de potência total com o número de parques (Adaptado de [21]).

É interessante notar ainda que o RN possui apenas um parque eólico com mais de 100 MW instalados (Parque Alegria II em Guimarães) e que, apesar de não possuir muitos parques com capacidade instalada tão elevada, é necessário considerar que há diversos parques que fazem parte de complexos eólicos. Portanto, contabilizando estes complexos, há uma maior concentração de potência distribuída numa determinada localização.

5.2. Os aerogeradores sob perspectiva do diâmetro do rotor e altura da torre

O estado do RN possui turbinas com diferentes diâmetros de rotor, que variam de acordo com comportamento do vento e necessidade de cada região. A tecnologia da estrutura do diâmetro depende de fatores aerodinâmicos, de modo que aumentar o seu diâmetro a fim de se obter potências superiores afeta toda a estrutura da turbina.

A Figura 8 indica a evolução dos diâmetros dos rotores dos geradores eólicos 2004 a 2021, no qual é mostrada a turbina de maior rotor instalada em cada ano [21]. É visível que nos anos iniciais, o diâmetro das turbinas cresceu rapidamente, como de 2006 para 2010 em que houve um aumento de mais de 30 metros no diâmetro entre os modelos mais modernos de cada ano.

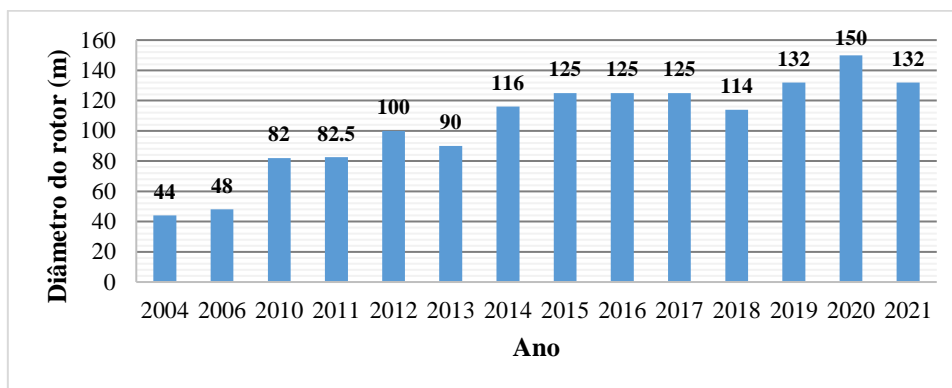


FIGURA 8. Turbinas de maior diâmetro instaladas em cada ano, de 2004 a 2021 (Adaptado de [21]).

Em 2012, os primeiros modelos com turbinas de 100 m começaram a entrar em operação. Entre 2014 e 2018 estes valores basicamente estagnaram em torno de uma média de 120 m. Em 2019 e 2020 surgiram turbinas com diâmetros ainda maiores, com 132 m e 150 m, respectivamente. É importante ressaltar que o crescimento dos diâmetros nem sempre é positivo. No ano 2018, por exemplo, a maior turbina a entrar em operação tinha diâmetro de 114 m, valor inferior aos diâmetros de turbinas instaladas nos anos de 2015 a 2017.

Esses diâmetros, na verdade, representam a melhor disponibilidade do mercado no momento em que foi realizado o projeto do parque eólico e, portanto, não implica que a tecnologia dos aerogeradores decaiu de um ano para outro, um vez que a escolha do melhor modelo depende de diversos fatores regionais específicos e não necessariamente uma turbina de maior diâmetro é mais ideal para uma determinada localização, mesmo que um maior diâmetro possibilite, teoricamente, um maior aproveitamento da energia dos ventos (Equação 1).

A Figura 9 mostra a distribuição da quantidade de turbinas para cada modelo de aerogerador presente no RN quanto ao seu diâmetro e ao número de parques em que esses geradores estão presentes [21]. É possível visualizar que uma parcela considerável de aerogeradores possui rotores de 82 m, 100 m, 110 m e 114 m.

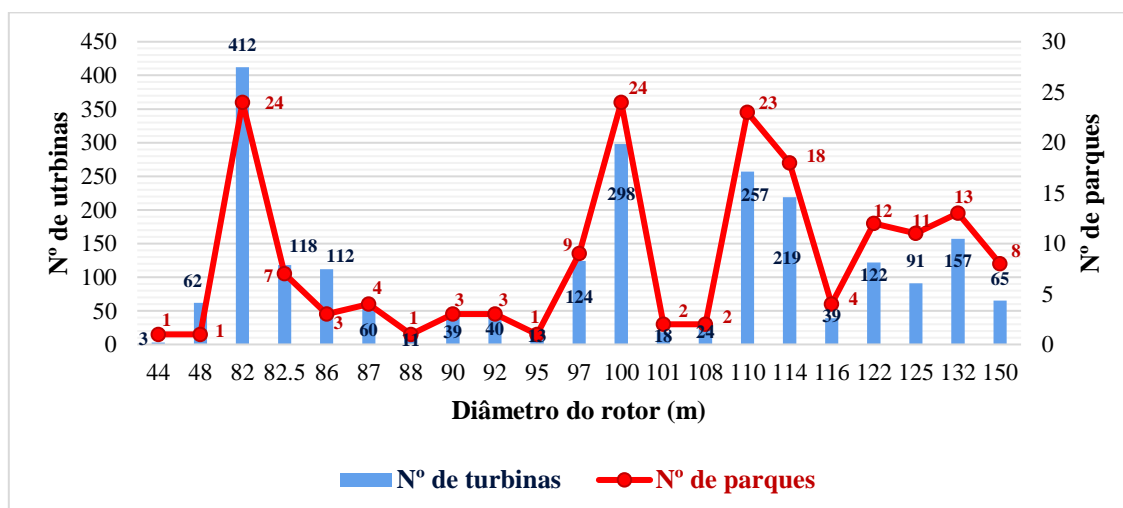


FIGURA 9. Número de parques e turbinas com determinado diâmetro presentes no RN (Adaptado de [21]).

É interessante notar que, apesar das turbinas com rotores de 82 m, por exemplo, possuírem a maior parcela (412), em comparação com a Figura 8, turbinas com este rotor foram as de maior diâmetro apenas do ano 2012, ano em que apenas três novas instalações eólicas entraram em operação. De forma semelhante, turbinas com rotores de 110 m também possuem uma quantidade significativa (257), mas não chegou a ser o modelo de turbina

com maior rotor em nenhum ano, ressaltando e complementando a turbina de maior rotor nem sempre é a opção melhor.

5.3. Energia eólica do RN por região

Conforme visto na seção 3, no RN existem três regiões de concentração nas quais o vento possui altos índices de qualidade (Mato Grande, Serras Centrais e Litoral Setentrional), tais regiões são onde se concentram os empreendimentos eólicos do estado e cada região possui topografias e especificidades diferentes que propiciam o aproveitamento da energia do ventos. As Tabela 1, 2 e 3 [21] mostram a distribuição de parques, turbinas e potência para cada uma dessas regiões, bem como de cada município no qual esses empreendimentos estão instalados.

TABELA 1. Distribuição de parâmetros nos municípios da região de Mato Grande (Adaptado de [21]).

Município	Ceará-Mirim	Jandaíra	Jardim de Angicos	João Câmara	Parazinho	Pedra Grande	Rio do Fogo	São Bento do Norte	São Miguel do Gostoso	Touros	Total
Nº de parques	5	7	2	29	22	12	2	19	11	4	113
Nº de turbinas	54	102	27	384	316	123	76	252	122	43	1499
Potência instalada (MW)	145,8	218,7	54,4	741,56	629,2	220,6	77,6	626,21	276,58	98,4	3.089

TABELA 2. Distribuição de parâmetros nos municípios da região de Litoral Setentrional (Adaptado de [21]).

Município	Areia Branca	Galinhos	Guamaré	Macau	Serra do Mel	Total
Nº de parques	6	2	8	2	26	44
Nº de turbinas	64	71	162	44	225	566
Potência instalada (MW)	160,4	118,57	264,6	70,27	782,96	1396,8

TABELA 3. Distribuição de parâmetros nos municípios da região de Serras Centrais (Adaptado de [21]).

Município	Bodó	Cerro Corá	Lagoa Nova	Santana do Matos	Tenente Laurentino Cruz	Total
Nº de parques	9	2	4	1	1	17
Nº de turbinas	130	20	46	9	14	219
Potência instalada (MW)	260	40	92	18	28	438

É perceptível que a maior parte da potência instalada no estado está na região de Mato Grande, com aproximadamente 3.089 MW de potência instalada — representando 62,7% de toda a potência do RN —, 113 parques (64,9%) e 1.499 turbinas (65,6%). Nesta região, os municípios que se destacam em potência são João Câmara, Parazinho e São Bento do Norte, com potência individual instalada acima de 600 MW.

Conforme mostra a Tabela 2, a região do Litoral Setentrional agrupa um menor número de municípios em relação a Mato Grande (Tabela 1), com 44 empreendimentos eólicos (25,3%) e 566 turbinas (24,8%). Possui 1.396,8 MW de potência instalada (28,4%), sendo a maior parte dessa potência contida no município de Serra do Mel (782,96 MW).

A região das Serra Centrais na Tabela 3, diferentemente das demais, é situada em uma região montanhosa com mais 700 metros acima do nível do mar e distante da região costeira, segundo [16] (p. 53) que permite ventos de qualidade suficiente para o aproveitamento de sua energia. Comtempla 17 parques eólicos (9,8%), 219 turbinas (9,6%) e 438 MW de potência instalada (8,9%).

5.4. Análise dos aerogeradores quanto aos fabricantes e tipo de máquina

No RN, os principais fabricantes desses aerogeradores são apresentados na Figura 10, bem como suas respectivas quantidades e porcentagens de participação. A General Electric (GE) aparece duas vezes, em uma delas

a se integrou com a Alstom, mas antes disso, forneceu geradores apenas como GE, detendo assim, a maior quantidade de aerogeradores no estado, somando 605 aerogeradores (26,49%), seguido pela Siemens/Gamesa com 583 geradores instalados e Vestas, com 439 turbinas.

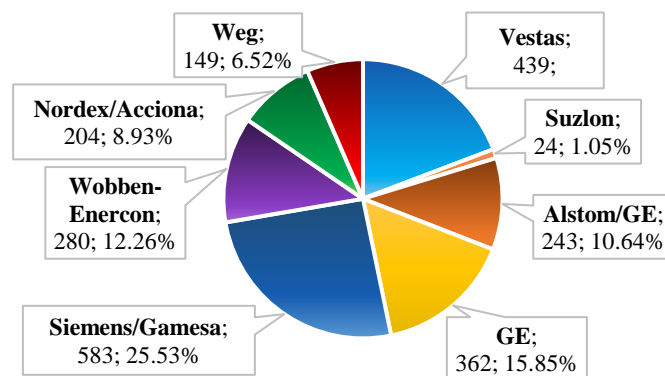


FIGURA 10. Participação dos fabricantes de aerogeradores no RN (Adaptado de [21]).

Na seção 2 foram apresentadas as diferentes configurações dos aerogeradores comercializados utilizados atualmente. Essas máquinas são escolhidas de acordo com a necessidade da região, entretanto, diversos outros fatores mais relevantes são considerados para a escolha do modelo comercial e as fabricantes de aerogeradores atuam para fabricar e fornecer o modelo ideal para cada projeto eólico.

A Figura 11 [21] mostra a evolução, de 2004 a 2021, das turbinas eólicas quanto às principais configurações (I, II, III e IV), onde observa-se a ausência completa de máquinas do tipo I no estado, o que se justifica por tratar-se de um dos modelos mais primordiais na geração de energia eólica, sendo praticamente inutilizável para geração em larga escala e pouco aplicável devido à existência dos demais modelos, que são mais vantajosos.

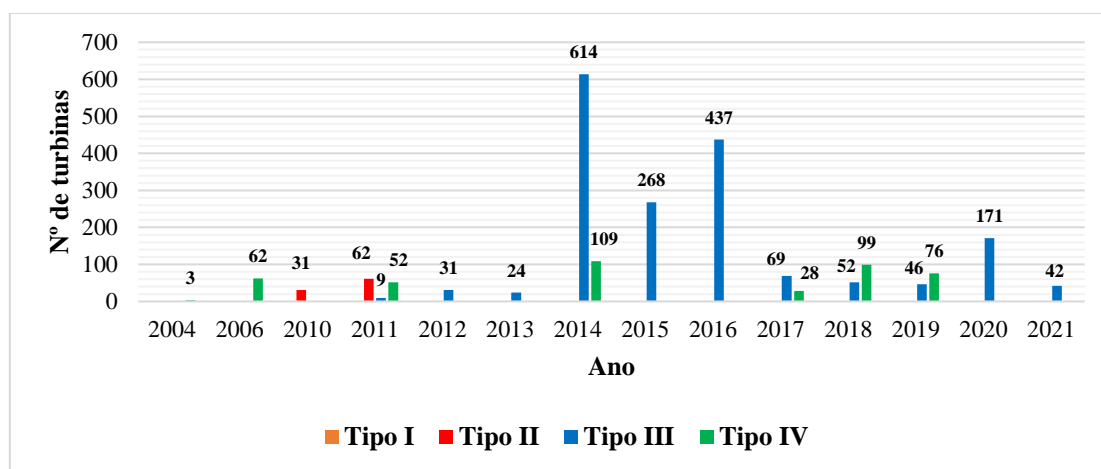


FIGURA 11. Evolução das turbinas eólicas do RN quanto ao tipo de máquina (Adaptado de [21]).

É possível observar ainda uma pequena quantidade de turbinas do tipo II em parques que entraram em operação em 2010 e 2011 (complexo eólico de Alegria, em Guamaré), somando 93 geradores (4%) ao todo. A grande maioria dos parques, entretanto, possui turbinas do tipo III que representa 77,2% do total, totalizando 1763 turbinas, seguido pelas turbinas do tipo IV, com 429 aerogeradores (18,8%). Estes dados se justificam pelas grandes vantagens das turbinas do tipo III que, conforme mencionado na seção 3.1, possuem em sua estrutura uma tecnologia de eletrônica de potência mais avançada, comparada aos tipos I e II, que permitem uma larga faixa contínua de operação baseada na velocidade do vento.

Apesar do tipo IV permitir uma faixa de operação mais eficiente e ser vantajosa em relação ao tipo III, quando se trata de manutenção, o fato de possuir um estrutura mais robusta, devido à sua grande quantidade de polos, as tornam muitas vezes inviável devido ao seu peso, afetando diretamente a logística de transporte. É interessante notar que mesmo com turbinas de tecnologia que permitem uma faixa de operação de velocidades do vento maior (tipos III e IV), o tipo II ainda se sobressaiu aos tipos III e IV.

Este caso indica que não necessariamente tecnologias melhores são a mais indicadas para uma determinada aplicação, apesar de menos comuns. O que de fato é considerado na realização do projeto é o acesso à tecnologia na época e a situação que gerará maior retorno financeiro ao proprietário, independentemente do tipo de turbina e

da fabricante, que são consequências da determinação dos parâmetros mais adequados para geração de energia elétrica por meio do vento em determinada região.

6. CONCLUSÃO

O Brasil, sendo um país com dimensões continentais, possui um potencial eólico vasto, principalmente na região Nordeste. No RN, especificamente, foi mostrado que existem três regiões nas quais há maior concentração de ventos com velocidades propícias para a geração de energia, sendo portanto um estado com potencial eólico de grande valor para investimentos em empreendimentos eólicos, o que justifica tratar-se de um dos estados com maior número de parques e complexos eólicos do país.

Foi determinado as principais tipologias de aerogeradores, que, são classificados em geradores de velocidade fixa (tipo I), nos quais a turbina opera em apenas uma faixa de velocidade do vento, geradores de velocidade variável com rotor bobinado (tipo II), que operam em mais de uma velocidade, geradores de indução duplamente alimentados (tipo III) e geradores síncronos com alto número de polos, que operam em faixas contínuas de velocidades do vento (tipo IV).

Quanto aos parques eólicos, foram destacadas as características evolutivas da energia eólica no RN baseado na potência eólica e número de instalações de 2004 a 2021. Foi observado que quase 60% da potência instalada no estado atualmente teve seu início de operação entre os anos de 2014 e 2016, que ressaltou este intervalo de tempo como ápice da energia eólica no estado.

Foi constatado ainda, que maioria das turbinas do estado possuem potência nominal de 1,6 MW, 2 MW e 2,1 MW, onde também estão em um maior número de parques. Em relação à potência total, observou-se que a maioria dos parques possuem capacidade total instalada entre 20 MW e 29,9 MW, de forma que 93,1% dos parques possuem potências entre 10 MW e 40 MW.

Da análise do diâmetro do rotor, foi observado que a maior parcela dos aerogeradores possui rotores de 82m, 100m, 110m e 114m (412, 298, 257 e 219 turbinas, respectivamente). Foi constatado ainda, diante dos diferentes modelos de turbina presente no RN, que menor combinação de altura com diâmetro do rotor refere-se ao primeiro parque eólico do estado, em Macau, com turbinas de 48 m de altura de torre e 44 m de rotor (altura total de 70 m). a maior combinação, por sua vez, refere-se a turbinas de 122 m altura e 150 m de rotor (altura total de 197 m), presentes nos parques de Vila Rio Grande do Norte I e Vila Sergipe I.

Em relação às áreas de concentração dos empreendimentos eólicos do RN, concluiu-se que a maior parte da capacidade instalada está situação na região Mato Grande, composta por 7 municípios, com 3.089,05 MW (62,7%), 113 parques e 1,499 turbinas, onde se destacam os municípios João Câmara, Parazinho e São Bento do norte, seguida da região do Litoral Setentrional, composta por 5 municípios, com 1.396,8 MW (28,4%), 44 parques e 566 turbinas, onde se destacam Serra do mel ,principalmente, e Guamaré. Por fim, a região das Serras Centrais, com 219 turbinas e 438 MW de potência instalada distribuídas em 17 parques eólicos localizado em 5 municípios, com destaque ao município de Bodó (260 MW).

Por último, foi realizado o estudo dos aerogeradores baseado nos fabricantes, onde verificou-se que a GE possui a maior parcela de aerogeradores instalados no estado, somando 605 turbinas (26,49%), seguida da Siemens/Gamesa com 583 turbinas (25,53%), Vestas com 439 (19,22%), Wobben-Enercon com 280 (12,26%), Nordex/Acciona com 204 (8,93%), Weg com 149 (6,52%) e Suzlon com 24 turbinas (1,05%). Também foi realizado a análise acerca das tipologias, onde constatou-se que 77,2% dos aerogeradores (1763) do RN são do tipo III, representando a majoritariedade das turbinas do estado, 18,8% referente a turbinas do tipo IV (429) e 4% de turbinas do tipo II (93), sendo o tipo apenas uma consequência do que realmente é levado em conta para escolha do modelo comercial do aerogerador.

Esses estudos mostram com profundidade aspectos básicos dos parques eólicos do RN por meio de um panorama geral atualizado com uma abordagem ilustrativa e simplificada, podendo servir como base para estudos mais aprofundados sobre um parque ou modelo de turbina em específico, seu contexto geográfico e tecnologia empregada, pertinente para o vislumbre sobre as perspectivas futuras sobre o perfil geral dos parques eólicos.

Como os dados principais apresentados neste trabalho não são atemporais, faz-se necessário a constante atualização, uma vez que são baseados em dados dos sistemas de geração da ANEEL, que são diariamente atualizados. A metodologia utilizada no trabalho também pode ser estendida para outros estados ou regiões, a fim de se obter o perfil geral de parques eólicos ou, ainda, servir como base para o desenvolvimento de códigos que automatizem o processo de coleta e análise dos dados desejados.

REFERÊNCIAS

- [1] Mendonça, Francisco. Aquecimento global e saúde: uma perspectiva geográfica–notas introdutórias. Terra Livre, v. 1, n. 20, p.205-221, 2015.
- [2] Castro, Nivalde José de et al. A importância das fontes alternativas e renováveis na evolução da matriz elétrica brasileira. V Seminário de Geração e Desenvolvimento Sustentável. Rio de Janeiro, Brasil, p.19-29, 2009.

- [3] Resende, Fernanda de Oliveira. Evolução tecnológica dos sistemas de conversão de energia eólica para ligação à rede. *E-LP Engineering and Technology Journal*, v. 2, 2011.
- [4] Ministério de Minas e Energia - MME. *Energia no mundo: Matrizes energéticas - Matrizes elétricas 2012-2013*. Brasília - DF: MME, 2014.
- [5] Sistema de informações de geração da ANEEL - SIGA. Disponível online: bit.ly/2IGf4Q0 (acesso em 10/04/2021).
- [6] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Brasília: CEPEL, 2001. 45 p.
- [7] Tipos de Aerogeradores para Geração de Energia Elétrica. Disponível online: cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=231 (acesso em: 06 abr. 2021).
- [8] El-Sharkawi, Mohamed A. *Energy wind: an introduction*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2015. 320 p. ISBN 978-1-4822-6400-5.
- [9] Crisóstomo, Daniel Carlos de Carvalho. Tipos de máquinas. In: Crisóstomo, Daniel Carlos de Carvalho. *Simulador de controle de potência, energia e conexão à rede de aerogeradores*. Orientador: Dr. Adriano Aron Freitas de Moura. 2017. Dissertação (Mestrado Acadêmico em Sistemas de Comunicação e Automação) - Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró/RN, 2017. p.66-71.
- [10] Wu, B. et al. *Power conversion and control of wind energy systems*. New Jersey: IEEE Press, 2011. 481 p. ISBN 978-1-118-02898-8
- [11] Umans, Stephen D. *Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley*. 7. ed. Porto Alegre/RS: AMGH, 2014. 708 p. ISBN 978-85-8055-374-1.
- [12] ABCDEnergia. Disponível em: epe.gov.br/pt/ABCDEnergia. Acesso em: 30 mar 2021.
- [13] O que é a energia eólica onshore: você sabe como os parques eólicos onshore funcionam? Disponível online: iberdrola.com/meio-ambiente/como-funcionam-parques-eolicos-onshore (acesso em: 1 abr. 2021).
- [14] O que é a energia eólica offshore: sabe como os parques eólicos offshore funcionam? Disponível online: iberdrola.com/meio-ambiente/como-funcionam-os-parques-eolicos-offshore (acesso em: 1 abr. 2021).
- [15] Consulta empreendimentos. Disponível online: www2.aneel.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp. (acesso em 1 abr. 2021).
- [16] Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN. *Potencial eólico do estado do Rio Grande do Norte*. Grupo Iderdrola, 2003. 58 p.
- [17] ARAÚJO, Marcos Antônio Alves de; AZEVEDO, Francisco Fransualdo de. *A produção de energia eólica no estado do Rio Grande do Norte, Nordeste do Brasil: um olhar sobre o uso do território pelas corporações espanholas Iberdrola e Gestamp. La electricidad y el territorio. Historia y futuro*. Barcelona: Universidad de Barcelona/Geocrítica, 2017.
- [18] Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico – SIGEL/ANEEL. Disponível online: sigel.aneel.gov.br/portal/home/index.html (acesso em 02/04/2021).
- [19] Wind-turbine-models. Windturbines database. Disponível online: en.wind-turbine-models.com/turbines (acesso em 10/04/2021).
- [20] The wind power. Manufacturers and turbines. Disponível online: www.thewindpower.net/turbines_manufacturers_en.php (acesso em 11/04/2021).
- [21] Análise técnica sobre as características gerais dos parques eólicos do RN. Orientador: Daniel Carlos de Carvalho Crisóstomo. 2021. Monografia (Bacharelado Interdisciplinar em Ciência e Tecnologia) - Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Caraúbas. 2021. p. 60.



Artigo

Desenvolvimento, modelagem matemática e simulação de um braço robótico acionado por CLP

Luiz José de Bessa Neto^[1], Josias Guimarães Batista^[2], Marcello Anderson F. B. Lima^[3], Josileudo Rodrigues Leite^[4] e Antônio Neilton da Silva^[5]

^[1] Universidade Federal Rural do Semi-Árido; luizjbessa@outlook.com

^[2] Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará; josiasbatista@ifce.edu.br

^[3] Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará; marcello@ifce.edu.br

^[4] Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará; josileudorodrigues@hotmail.com

^[5] Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará; aneiltons@ifce.edu.br

Recebido: 26/06/2021;

Aceito: 15/08/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: O presente trabalho apresenta o desenvolvimento do protótipo de um manipulador robótico acionado por um CLP - Controlador Lógico Programável, bem como a sua modelagem matemática. O manipulador apresenta dois graus de liberdade, o qual permite a movimentação e deslocamento de peças mecânicas, ferramentas e objetos em geral de pequeno porte, através de um sistema eletroeletrônico. Nessa conjuntura, o objetivo é fazer a modelagem matemática da cinemática (direta, inversa e diferencial), bem como da dinâmica do manipulador robótico. Consoante a isso, pretende-se realizar a simulação da geração de trajetórias no MATLAB® do robô para descrever a translação e rotação entre dois links adjacentes do mesmo através dos parâmetros de Denavit-Hartenberg. Fundamentado na modelagem matemática, bem como nos resultados obtidos na simulação, conclui-se que o manipulador robótico desenvolvido neste estudo denota um grande potencial para desempenhar satisfatoriamente as funções de deslocamento e movimentação de peças mecânicas, ferramentas e objetos em geral no âmbito industrial, haja vista que o robô apresenta uma trajetória bem definida, com valores de velocidade e aceleração consideráveis.

Palavras-chave: Cinemática; Dinâmica; Denavit-Hartenberg; Manipulador robótico

Abstract: This work presents the development of the prototype of a robotic manipulator activated by a PLC - Programmable Logic Controller, as well as its mathematical modeling. The manipulator has two degrees of freedom, which allows the movement and displacement of mechanical parts, tools and small objects in general, through an electronic system. At this juncture, the objective is to make the mathematical modeling of kinematics (direct, inverse and differential), as well as the dynamics of the robotic manipulator. Accordingly, it is intended to carry out the simulation of the trajectory generation in the robot MATLAB® to describe the translation and rotation between two adjacent links of the robot using the Denavit-Hartenberg parameters. Based on mathematical modeling, as well as on the results obtained in the simulation, it is concluded that the robotic manipulator developed in this study shows a great potential to satisfactorily perform the functions of displacement and movement of mechanical parts, tools and objects in general in the industrial scope. since the robot has a well-defined trajectory, with considerable velocity and acceleration values.

Key-words: Kinematics; Dynamics; Denavit-Hartenberg; Robotic manipulator

1. INTRODUÇÃO

A robótica industrial é um ramo da tecnologia que engloba mecânica, eletrônica e computação, que atualmente trata de sistemas automáticos e controlados por circuitos integrados, tornando sistemas mecânicos automatizados [1-2]. Devido a sua complexidade, a robótica tem apresentado muitos desafios para a engenharia. Isto se reflete na indústria no fato de que apenas alguns países são desenvolvedores de sistemas robóticos. Países como o Brasil ainda não conseguem fabricar todo o sistema robótico, apenas fazem

a montagem de peças vindas de países que fabricam sistemas robóticos industriais, principalmente Alemanha, Japão e Estados Unidos da América [3].

Dessa maneira, um robô industrial pode ser definido como um sistema mecânico articulado que tem como objetivo principal a realização de operações pré-definidas que são realizadas através de um supervisor de controle que deverá especificar o que o manipulador terá que fazer para que o mesmo possa realizar as tarefas especificadas [4]. Por outro lado, um robô industrial é normalmente constituído de seis graus de liberdade, e o posicionamento de seu elemento terminal (ferramenta de operação) é especificado através do controle de suas variáveis articulares no sistema de coordenadas de trabalho [5].

De um modo geral, os três primeiros graus de liberdade de um robô são responsáveis pelo posicionamento de seu elemento terminal no espaço de tarefas e os restantes pela orientação de sua ferramenta. A Figura 1 denota duas possibilidades alternativas para definir o sistema de coordenadas inicial zero de um manipulador do tipo PUMA com 6 graus de liberdade: 6 juntas, 6 elos móveis mais uma base ou elo 0. É oportuno salientar, que haveria ainda várias outras possibilidades de escolher os sistemas de eixos [6].

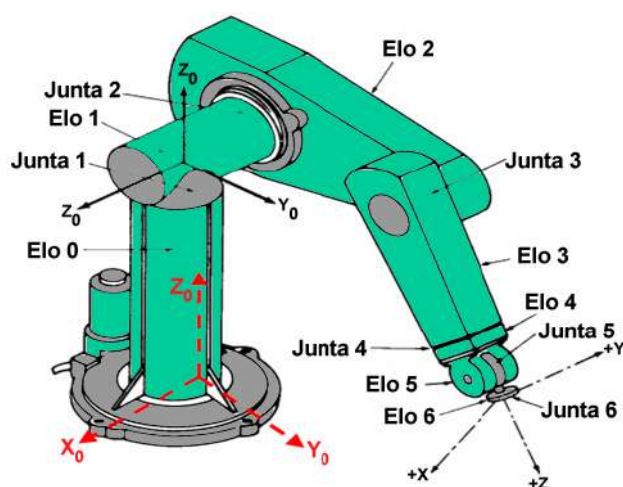


FIGURA 1. Elos e juntas de um manipulador do tipo PUMA 560. Fonte: Adaptado de [6].

Nesse sentido, um sistema robótico basicamente é formado por três partes, a saber: o braço eletromecânico, o controlador digital e uma linguagem de programação. O primeiro é constituído de acionamento elétrico, hidráulico ou pneumático com acoplamentos diretos e indiretos, por exemplo, engrenagens, polias e correias dentadas. Também inclui as proteções mecânicas e a carenagem do robô, geralmente fabricadas em alumínio ou ferro fundido [7].

De outra parte, o controlador é composto por drivers para controle dos motores, sistema de alimentação (potência) e sistema computacional para armazenamento e processamento de dados para operação do robô [8]. Possui ainda entradas e saídas de sinais digitais e analógicos para controle de dispositivos externos, como por exemplo, alimentadores, esteiras e troca automática de atuadores [9]. Portanto, as funções do controlador do robô são a geração de trajetórias a partir das coordenadas fornecidas pelo operador e o controle da execução da trajetória gerada.

Todavia, os manipuladores robóticos estão sempre sujeitos a dinâmicas incertas, incluindo torque gravitacional desconhecido, torque de fricção desconhecido, distúrbios e inércia incerta. Tais incertezas são muito difíceis de serem previstas antecipadamente. Isso afeta negativamente o desempenho, com precisão de posicionamento e repetibilidade [10]. Nesse contexto, o conhecimento exato da cinemática do manipulador consiste em resolver um problema de cinemática inversa para gerar uma posição desejada no espaço da articulação. No entanto, devido às medições imprecisas de parâmetros físicos e a interação entre manipuladores em diferentes ambientes, os parâmetros cinemáticos podem não ser conhecidos a priori [10-11].

Por todo o exposto, o presente trabalho apresenta o desenvolvimento do protótipo de um manipulador robótico de dois graus de liberdade acionado por um CLP - Controlador Lógico Programável. O objetivo é fazer a modelagem matemática da cinemática (direta, inversa e diferencial), bem como da dinâmica do manipulador robótico. Consoante a isso, pretende-se realizar a simulação da geração de trajetórias no MATLAB® do robô

para descrever a translação e rotação entre dois links adjacentes do mesmo através dos parâmetros de Denavit-Hartenberg.

2. CINEMÁTICA E DINÂMICA DOS MANIPULADORES ROBÓTICOS

2.1 Controle da cinemática de um robô industrial

A cinemática de um robô estuda o movimento do mesmo em relação a um sistema de referência. Portanto a cinemática trata da descrição analítica do movimento espacial do robô como uma função do tempo, e em particular das relações entre a posição e a orientação da ferramenta do robô com os valores que tornam suas coordenadas articulares [11].

Dessarte, o problema da cinemática direta consiste em determinar qual a posição e a orientação do atuador do manipulador, em relação a um sistema de coordenadas de referência fixo, conhecido os valores das articulações; o problema da cinemática inversa resolve a configuração que deve adotar o robô para uma posição e orientação do extremo conhecido [12]. Em contrapartida, o problema da cinemática diferencial baseia-se na determinação dos incrementos ou diferenças na posição de duas quaisquer configurações no espaço operacional e no espaço das juntas de um dado sistema robótico [13].

O controle cinemático estabelece quais são as trajetórias que devem ser seguidas por cada articulação do robô num intervalo de tempo para atingir os objetivos fixados pelo usuário (ponto de destino, trajetória cartesiana da ferramenta do robô, tempo gasto pelo usuário, etc.). Estas trajetórias são selecionadas atendendo as restrições físicas próprias dos acionamentos e a certos critérios de qualidade da trajetória, como suavidade ou precisão da mesma [13].

Nesse viés, a geração de trajetória é necessária para todo o movimento robótico. Normalmente a mesma é executada por meio de técnicas *off-line*, otimizando tanto o caminho geométrico que resolve a tarefa quanto o perfil de velocidade do ponto central da ferramenta, ao rastrear este caminho. Tal computação pode ser demorada. Em contraste, para métodos *on-line* o tempo de computação é restrito, resultando em métodos mais simples. A geração de trajetória *on-line* é necessária se o programa do robô for interpretado durante sua execução ou se o caminho desejado for alterado [13].

2.2 Controle da dinâmica de um robô industrial

A dinâmica do manipulador exhibe a relação entre posição, velocidade, aceleração e torque das articulações. Portanto, a modelagem dinâmica de um robô industrial almeja conhecer a relação entre o movimento do robô e as forças aplicadas a ele. Destarte, a descrição matemática da dinâmica de um manipulador rígido de n elos e juntas é convenientemente pormenorizada pela formulação Lagrangiana e Hamiltoniana. Portanto, o controle dinâmico tem por objetivo fazer com que as trajetórias realmente seguidas pelo robô sejam as mais próximas possíveis das trajetórias sugeridas pelo controle cinemático [14].

Para um robô industrial são demandadas altas velocidades e precisão de movimentos. Estes objetivos são evidenciados pelos grandes investimentos e avanços tecnológicos realizados no campo da robótica. Logo, a utilização de materiais mais leves, de sistemas de transmissão sem folgas e com baixa inércia, de atuadores rápidos e precisos ou de sensores de alta resolução, tem permitido melhorar de maneira notável a qualidade dos movimentos dos robôs [14-15-16].

Conforme supracitado, neste trabalho é apresentada a modelagem matemática de um robô manipulador com dois graus de liberdade destinado ao deslocamento de peças mecânicas de pequeno e médio porte em processos industriais. A modelagem engloba a cinemática (direta, inversa e diferencial) e dinâmica, além das simulações realizadas no MATLAB®. A Figura 2 evidencia o protótipo do braço robótico confeccionado neste estudo. É válido ressaltar, que o robô foi montado pelos autores no Laboratório de Tecnologia de Fabricação do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará – IFCE, *Campus* Tabuleiro do Norte.

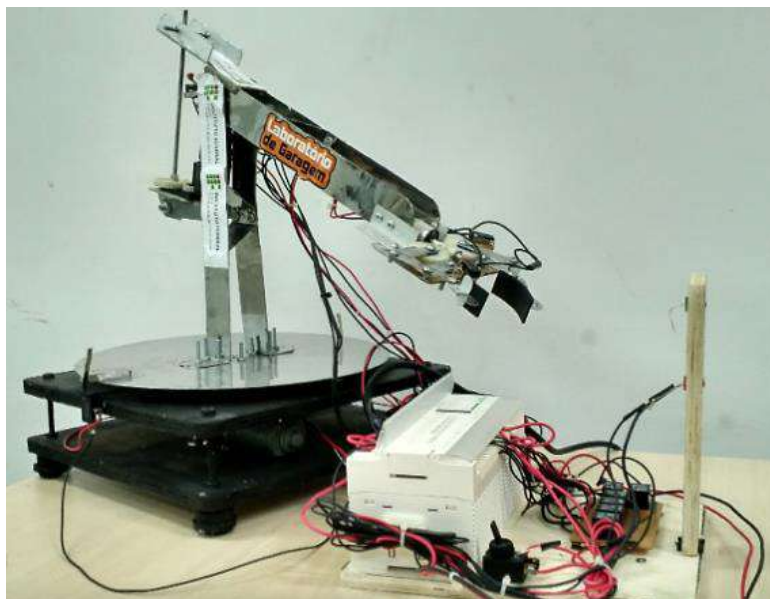


FIGURA 2. Manipulador robótico de dois graus de liberdade acionado por CLP. Autoria própria, 2021.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

No intuito de desenvolver uma tecnologia própria, baseando-se na robótica de manipuladores, almejando otimizar a rapidez e precisão do transporte e deslocamento de peças mecânicas em processos de automação industrial, utilizou-se materiais de pequeno e médio porte para a elaboração de um braço robótico de dois graus de liberdade, visando demonstrar a eficiência do mesmo em aplicações industriais.

No que diz respeito a construção do manipulador robótico, procurou-se utilizar materiais recicláveis, como duas madeiras quadrangulares de dimensões (30cm x 30cm) para a base, 4 roletes para o amortecimento dos movimentos do robô, chapas de aço inoxidável de dimensão (27cm x 4cm) para a estrutura mecânica do manipulador.

Ademais, foi utilizado 3 metros de cabos elétricos flexíveis de cores diferentes de 2,5mm², 6 sensores de fim de curso, 3 motores de corrente contínua 12V, 6 relés eletromecânicos com uma tensão nominal de 12V, pelo qual são responsáveis pela inversão do sentido de rotação dos motores, através de uma lógica combinacional de comutação de contatos, além de um CLP - Controlador Lógico Programável, cuja função é comandar o braço robótico na execução de suas tarefas. A Tabela 1 apresenta a listagem dos componentes utilizados para a confecção do protótipo do braço robótico.

TABELA 1. Descrição dos componentes utilizados para a confecção do manipulador robótico.

<i>Componentes</i>	<i>Quantidade</i>	<i>Preço (R\$)</i>
Aço inoxidável	3,0 m	40,00
Cabos elétricos (2,5mm ²)	3,0 m	25,00
Madeira	0,60 m	0,00
Sensores fim de curso	06	15,00
Motores DC 12V	03	30,00
Relés eletromecânicos 12V	06	40,00
Roletes	04	25,00
Interruptor ON/OFF	01	5,00
<i>Total</i>	-	180,00

Autoria própria, 2021.

É oportuno ressaltar, que o braço robótico desenvolvido neste trabalho, trata-se de um manipulador industrial capaz de realizar tarefas que exijam agilidade, precisão e repetitividade. Com o objetivo de obter informações relevantes do manipulador robótico foi feita uma modelagem computacional do mesmo no software *Rhinoceuros 3D*, conforme evidencia a Figura 3. Dessa maneira, torna-se possível observar as dimensões reais e o material constituinte do manipulador (aço inoxidável, borracha e madeira).

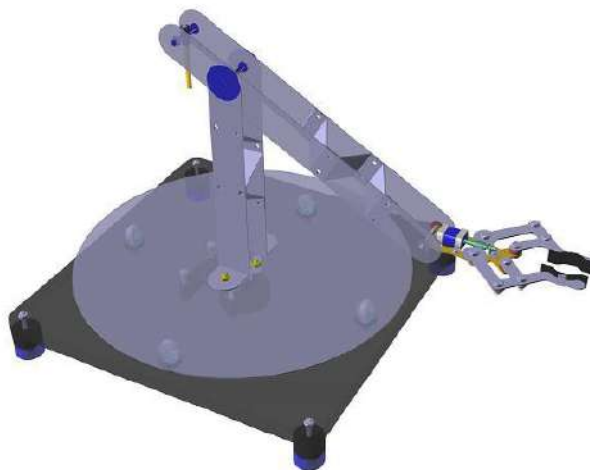


FIGURA 3. Modelagem em 3D da estrutura mecânica do manipulador robótico. Autoria própria, 2021.

Almejando minimizar os custos de construção do manipulador robótico, optou-se por usar motores de corrente contínua de 12V para a movimentação das juntas articulares do robô. Aliado a isso, com o intuito de inverter o sentido de rotação, bem como controlar precisamente a velocidade dos mesmos, desenvolveu-se uma lógica combinacional de relés eletromecânicos no software Proteus Profissional, conforme ilustra a Figura 4.

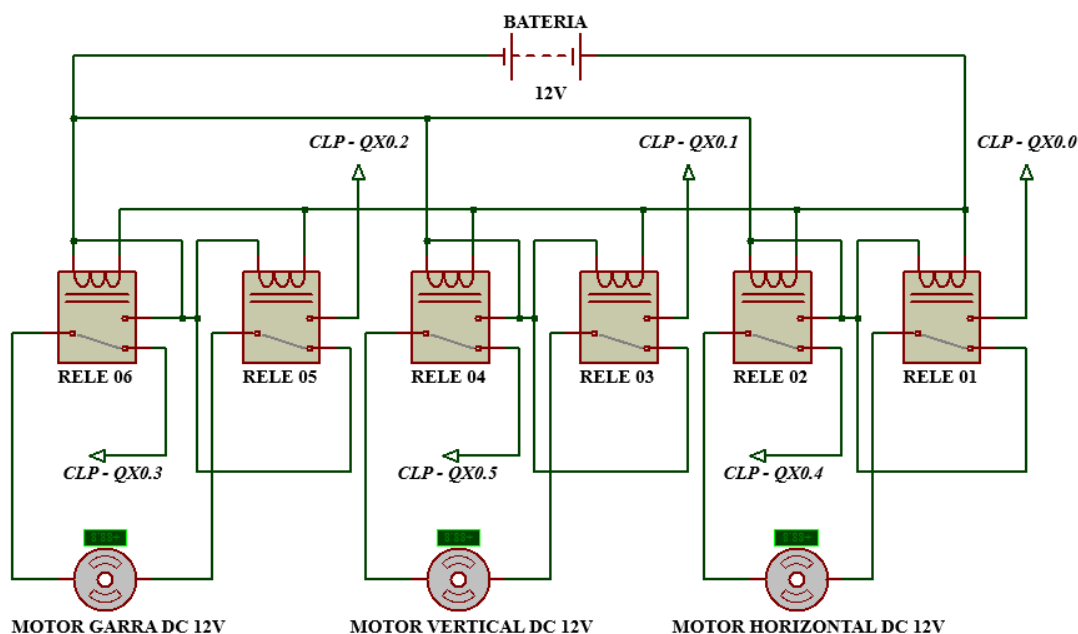


FIGURA 4. Circuito lógico de acionamento da placa de relés eletromecânicos. Autoria própria, 2021.

O circuito eletrônico denotado na Figura 4, simboliza basicamente, a alimentação das bobinas dos relés por uma bateria de 12V, as ligações lógicas combinacionais de comutação de contatos (NA-NF) entre os relés, as saídas digitais do CLP que foram definidas no código da programação em LADDER, pelas quais representam a rotação horária e anti-horária dos motores (horizontal, vertical e garra).

4. MODELAGEM MATEMÁTICA DO MANIPULADOR

4.1 Cinemática Direta

As equações da cinemática direta do Braço Robótico foram encontradas a partir da alocação dos sistemas de referências, representados na Figura 5, e aplicação dos parâmetros de Denavit-Hartenberg, como evidencia a Tabela 2. Dessa forma, foram obtidas as matrizes de transformação das juntas e em seguida calculou-se a matriz de transformação homogênea, conforme mostra a Equação 1, que indica a localização do elemento final do robô, a ferramenta, em relação ao sistema de referência inercial fixo da base.

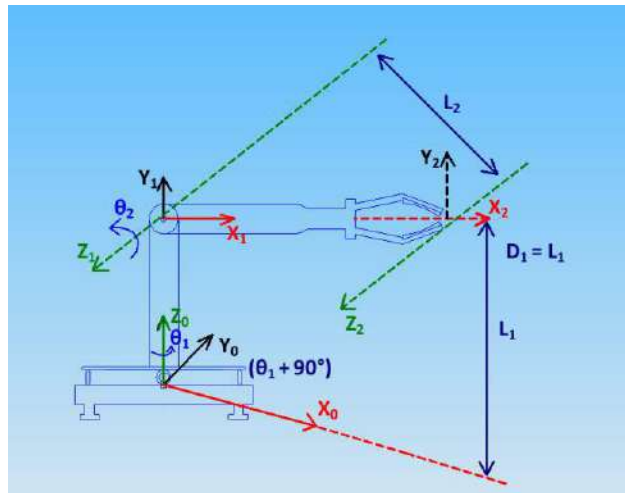


FIGURA 5. Sistemas de coordenadas referenciais. Autoria própria, 2021.

TABELA 2. Descrição dos componentes utilizados para a confecção do manipulador robótico.

Elos	Ângulos das juntas	Ângulos de torção do elo	Comprimento do elo	Deslocamento da junta
01	θ_1	$+90^\circ$	0	L_1
02	θ_2	0°	L_2	0

Autoria própria, 2021.

$$\begin{bmatrix} C_1 C_2 & -C_1 S_2 & S_1 & L_2 C_1 C_2 \\ S_1 C_2 & -S_1 S_2 & -C_1 & L_2 S_1 C_2 \\ S_2 & C_2 & 0 & L_2 S_1 + C_2 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (1)$$

4.2 Cinemática Inversa

Baseado na matriz de transformação homogênea da cinemática direta, para resolver o problema da cinemática inversa, determinou-se a expressão matricial do manipulador robótico, conforme exhibe a Equação 2, pelo qual desenvolveu-se as expressões individuais das juntas do robô, denotado pela Equação 3, encontrando os seguintes parâmetros, exemplificados, respectivamente, pelas Equações 4 e 5.

$$T_H^R = A_1 A_2 \cdots A_{n-1} \quad (2)$$

$$T_H^R \cdot A_n = A_1 A_2 \cdots A_{n-1}$$

$$T_H^R \cdot A_n^{-1} \cdot A_{n-1} = A_1 A_2 \cdots A_{n-2} \quad (3)$$

$$(4)$$

$$\theta_1 = \arctan\left(\frac{p_y}{p_x}\right)$$

$$\theta_2 = \arctan\left(\frac{p_z - L_1}{p_x C_1 + p_y S_1}\right) \quad (5)$$

4.3 Cinemática Diferencial

A Equação 6 evidencia a matriz Jacobiana alusiva ao protótipo do manipulador robótico, pela qual foi obtida através da alocação dos sistemas de referências inerciais fixos em relação à base (vide Figura 6), e da modelagem cinemática (direta e inversa) do mesmo.

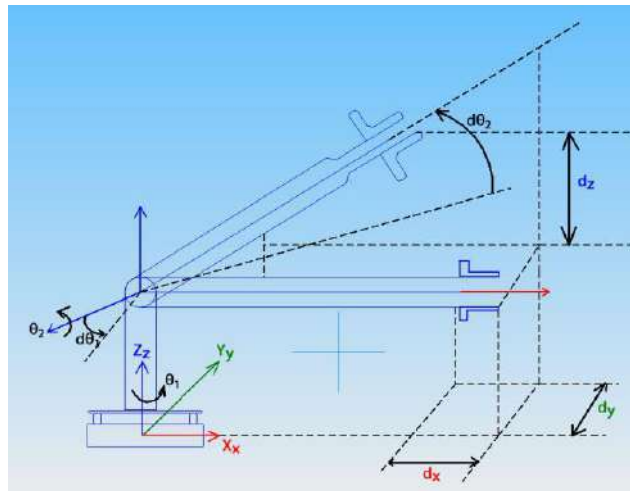


FIGURA 6. Sistemas de coordenadas referenciais diferenciais do braço robótico. Autoria própria, 2021.

$$L = \frac{1}{2} \cdot \left[m_1 \gamma_1^2 \theta_1^2 + m_2 l_1^2 \theta_1^2 + \frac{1}{2} m_1 \gamma_2^2 \sin(\theta_1 + \theta_2) + m_2 l_1^2 \gamma_2 (\theta_1^2 + \theta_2 \theta_1) \cos \theta_2 l_1 - m_1 g \gamma_1 \cos \theta_1 + m_1 g (\sin \theta_1 + \gamma_2 \cos(\theta_1 + \theta_2)) \right]$$

$$\begin{bmatrix} d\theta_1 \\ d\theta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -S_1 & C_1 & 0 \\ L_2 C_2 & L_2 C_2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ & & L_2 C_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} dx \\ dy \\ dz \end{bmatrix} = \frac{1}{L_2 C_2} \cdot \begin{bmatrix} -S_1 & C_1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} dx \\ dy \\ dz \end{bmatrix} \quad (6)$$

4.4. Modelagem Dinâmica do Braço Robótico

Finalmente, a dinâmica do manipulador foi modelada a partir da alocação dos sistemas de referências, representados na Figura 7, e usando a mecânica Lagrangeana no espaço das juntas. Dessa forma, a Equação 7 caracteriza a dinâmica do robô manipulador apresentado neste trabalho.

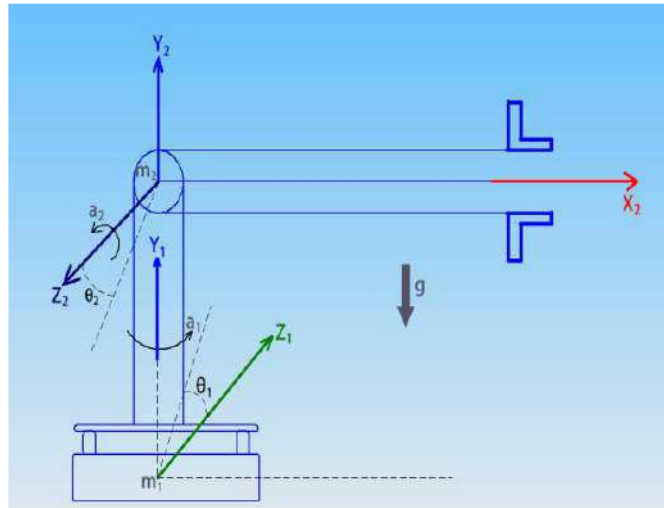


FIGURA 7. Sistemas de coordenadas referenciais da dinâmica do braço robótico. Autoria própria, 2021.

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_2 m_2 l_1 \gamma_2 \cos \theta_2 & -m_2 l_2 \gamma_2 (\theta_1 + \theta_2)^2 \cos \theta_2 \\ \frac{1}{2} (m_2 l_1 \gamma_2 \cos \theta_2) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix} \quad (7)$$

5. RESULTADOS

Com os valores variáveis de DH descritos na Tabela 2, o MATLAB® (a partir da execução de uma rotina) gera um manipulador geométrico, correspondente a um braço robótico, conforme ilustrado na Figura 8. Para o problema da cinemática direta o MATLAB® elabora, com base na notação de DH, uma matriz T chamada *Matriz de Transformação Homogênea*, onde cada linha da matriz relaciona um elo do manipulador e suas colunas.

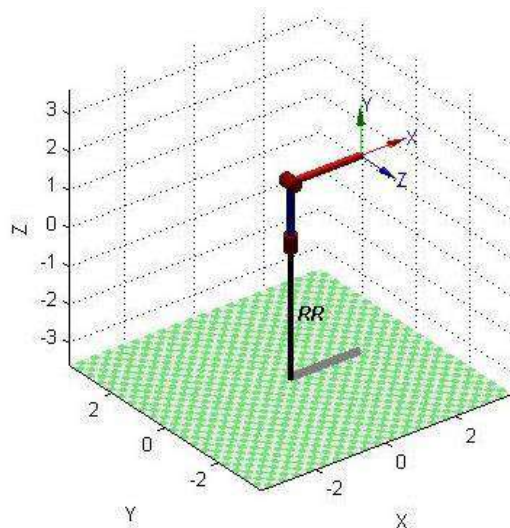


FIGURA 8. Braço robótico gerado pelo MATLAB® em sua posição inicial (coordenadas angulares iguais à zero). Autoria própria, 2021.

Por outro lado, a partir dos valores do manipulador e seus parâmetros de DH, sua *Matriz de Transformação Homogênea*, com base no último elo do manipulador em sua posição inicial, descrita pelo vetor θ , é dada pela Equação 8.

$$T = \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 3,57 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (8)$$

Após realizar a simulação no MATLAB® com os pontos finais modifica-se o conjunto de coordenadas angulares. Na simulação foi utilizado o ponto final dado por $\theta = (\pi/2\pi)$, que obtém-se uma nova configuração geométrica para o manipulador, cuja simulação é apresentada na Figura 9.

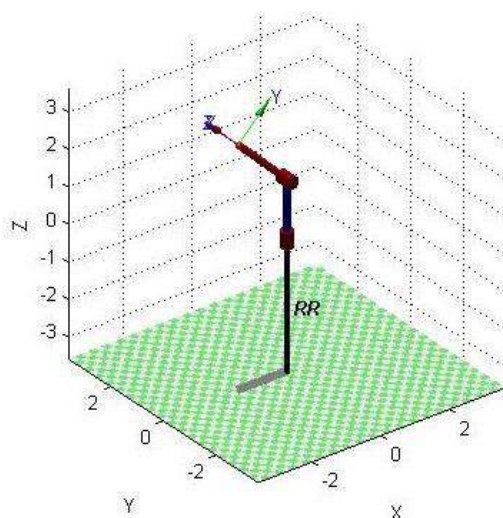


FIGURA 9. Simulação da cinemática direta para as coordenadas dadas por θ . Autoria própria, 2021.

O resultado desta simulação pode ser observado nas Figuras 10, 11 e 12, os resultados são: a trajetória, a velocidade e a aceleração de cada junta do braço robótico, respectivamente.

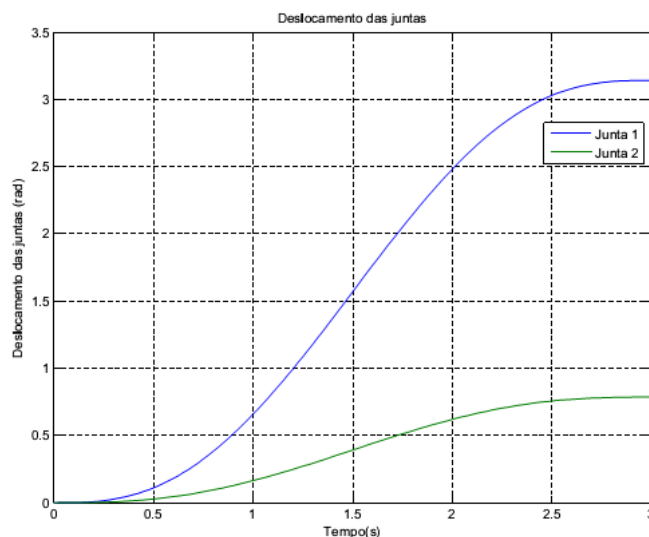


FIGURA 10. Curvas de deslocamento das juntas. Autoria própria, 2021.

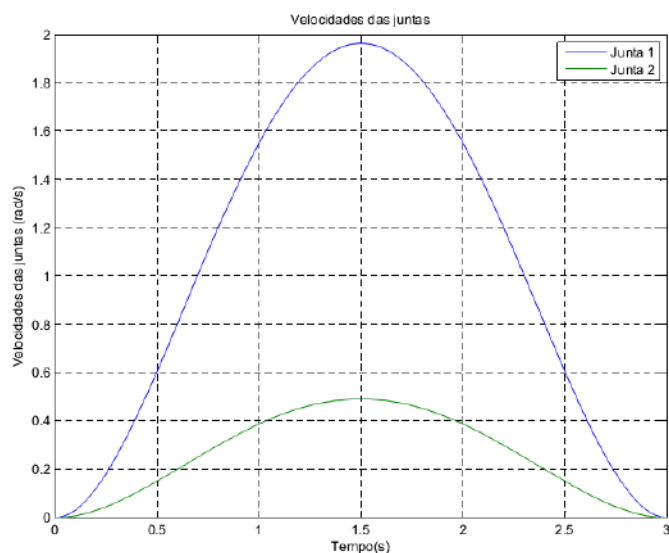


FIGURA 11. Curvas de velocidade das juntas. Autoria própria, 2021.

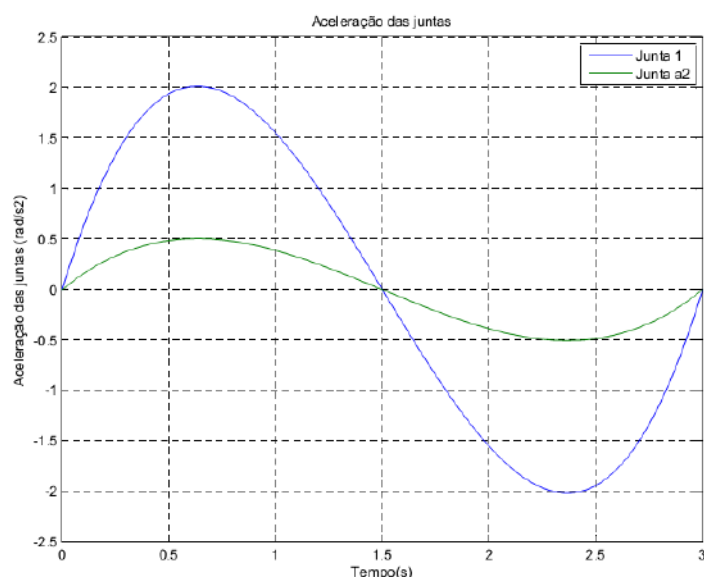


FIGURA 12. Curvas de aceleração das juntas. Autoria própria, 2021.

6. CONCLUSÃO

Pode-se extrair, como principal conclusão deste trabalho, que a modelagem cinemática e dinâmica de um manipulador robótico não é tão simples de serem realizadas, uma vez que envolvem várias áreas de conhecimentos, como física, álgebra matricial, ciências dos materiais, eletrônica, controle, processamento de sinais, programação e manufatura.

O propósito deste estudo foi realizado com êxito, que é a modelagem da cinemática (direta, inversa e diferencial) e dinâmica do robô, além das simulações realizadas no MATLAB® para encontrar a trajetória descrita pelas juntas, além da velocidade e aceleração, que são de extrema importância para otimizar a eficiência e precisão do manipulador em atividades industriais.

Ressalta-se, ainda, que essa pesquisa pode gerar trabalhos os seguintes trabalhos futuros: simulação da dinâmica, simulação e implementação do controlador, geração de trajetórias livre de colisões com campos potenciais artificiais e otimização de trajetórias com inteligência artificial.

REFERÊNCIAS

- [1] Ottoni, L. C. Introdução à Robótica. *I ORCV Olimpíada de Robótica do Campos das Vertentes*, Universidade Federal de São João Del-Rei, Minas Gerais, Brasil, p. 1-7, 2010.
- [2] Batista, J. G. Modelagem Matemática e Simulação Computacional da Dinâmica de um Robô SCARA. *Proceeding Series of the Braz. Soc. of Comp. and Appl. Math.*, v. 4, p. 1-7.
- [3] Carrara, V. Introdução à Robótica Industrial. *INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais*, São José dos Campos - SP, p.1-101, 2015.
- [4] Santos, V. M. F. Robótica Industrial. Departamento de Engenharia Mecânica, Aveiro, Portugal, p.1-166, 2004.
- [5] Almeida, R. Z. H. Modelagem Dinâmica e Controle de Robô Manipulador de Arquitetura Paralela Assimétrica de Três Graus de Liberdade. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2013.
- [6] Spong, M. W; Hutchinson, S. and Vidyasagar, M. Robot Dynamics and Control. *1st ed. John Wiley & Sons, Danvers – MA*, 352p., 1989.
- [7] Barrientos, A. et al. Fundamentos de Robótica. *1ª ed. McGraw-Hill*, Madrid, 1997.
- [8] Mary, A. H.; Kara, T.; Miry, Abbas H. Inverse kinematics solution for robotic manipulators based on fuzzy logic and PD control. *In: Multidisciplinary in IT and Communication Science and Applications (AIC MITCSA), Al-Sadeq Inter-national Conference on. IEEE*, p. 1-6, 2016.
- [9] Xiao, B.; Yin, S.; Kaynak, O. Tracking control of robotic manipulators with uncertain kinematics and dynamics. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 63, n. 10, p. 6439-6449, 2016.
- [10] Lange, F.; Albu-schäffer, A. Path-accurate online trajectory generation for jerk-limited industrial robots. *IEEE Robotics and Automation Letters*, v. 1, n. 1, p. 82-89, 2016.
- [11] Edwards, L. A. R. W. Open-Source Robotics and Process Control Cookbook: Designing and Building Robust, Dependable Real-Time Systems. *Newnes 1st ed.* 2005.
- [12] Murray, R. M.; Li, Z.; Sastry, S. S. A Mathematical Introduction to Robotic Manipulation. *1st ed. Boca Raton – FL*, 1994.
- [13] Siegwart, R.; Nourbakhsh, I. Introduction to Autonomous Mobile Robots. *1st ed. The MIT Press. Cambridge – MA*, 2004.
- [14] Batista, J. et al. Dynamic Model and Inverse Kinematic Identification of a 3-DOF Manipulator Using RLSPSO. *Sensors*, v. 20, p. 1-36, 2020. DOI:10.3390/s20020416.
- [15] Batista, J. et al. Trajectory Planning Using Artificial Potential Fields with Metaheuristics. *IEEE Latin America Transactions*, v. 18, p. 914-922, 2020. DOI: 10.1109/TLA.2020.9082920.
- [16] Souza, D. A. et al. Identification by Recursive Least Squares With Kalman Filter (RLS-KF) Applied to a Robotic Manipulator. *IEEE Access*, v. 9, p. 63779-63789, 2021. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3074419.



Artigo

Algoritmos e Modelos do LDC e do OLTC: Uma Análise Comparativa para Estudos de Fluxo de Carga

Adriano Aron Freitas de Moura^[1], João Frederico Souza de Paula^[2], Adriano Araújo Gonçalves^[3],
Ednardo Pereira da Rocha^[4], Victor de Paula Brandão Aguiar^[5] e Ailson Pereira de Moura^[6]

^[1] Universidade Federal Rural do Semi-árido; adrianoaron@ufersa.edu.br

^[2] Universidade Federal Rural do Semi-árido; jfrederico@ieee.org

^[3] Universidade Federal Rural do Semi-árido; adriano.junior@alunos.ufersa.edu.br

^[4] Universidade Federal Rural do Semi-árido; ednardo.pereira@ufersa.edu.br

^[5] Universidade Federal Rural do Semi-árido; victor@ufersa.edu.br

^[6] Universidade Federal do Ceará; ailson@ufc.br

Recebido: 27/06/2021;

Aceito: 15/08/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: O referido trabalho tem como objetivo verificar por meio de simulações com algoritmos base dos reguladores OLTC (*on-load tap changer*) e LDC (*load tap changer*) a equivalência em termos de simulação de ambos os reguladores. A simulação baseou-se em, por meio da modelagem matemática de ambos os métodos, criar *scripts* e simulá-los utilizando um problema genérico de fluxo de carga como sistema teste, comparando os valores dos *tap's* obtidos por meio de cada método, podendo assim, verificar tal equivalência. A simulação do sistema teste foi realizada no software Matlab®. Realizadas as simulações, foi possível inferir a equivalência em termos de simulação dos algoritmos de ambos os reguladores para o sistema teste utilizado, uma vez que em todas as simulações realizadas, os *tap's* do método OLTC apresentaram valores idênticos aos simulados por meio do método LDC. Simulações como está demonstram a viabilidade de estudos aprofundados em algoritmos de fluxo de carga. Todavia, faz-se necessário o aperfeiçoamento de simulações em sistemas testes de maior magnitude a fim a de verificar a equivalência em questão, bem como a implicância delas nos referidos sistemas.

Palavras-chave: LDC; OLTC; reguladores

Abstract: The purpose of this work is to verify the simulation equivalence of both regulators by means of simulations with OLTC (*on-load tap changer*) and LDC (*load tap changer*) controllers. The simulation was based, through the mathematical modeling of both methods, to create scripts and simulate them using a generic problem of load flow as a test system, comparing the values of the *tap's* obtained by means of each method, such equivalence. The simulation of the test system was performed in Matlab® software. After the simulations, it was possible to infer the equivalence in terms of simulation of the algorithms of both regulators for the test system used, since in all the simulations performed, the OLTC method tapes presented values identical to those simulated using the LDC method. Simulations as such demonstrate the feasibility of in-depth studies on load flow algorithms. However, it is necessary to improve simulations in larger test systems in order to verify the equivalence in question, as well as the implication of the same in said systems.

Key-words: LDC; OLTC; regulators

1. INTRODUÇÃO

Cargas ligadas às redes de transmissão e distribuição sofrem frequentes oscilações ao decorrer do dia, tanto em virtude de manobras como de demanda, a fim de manter os níveis de tensão dentro do estabelecido pelas agências reguladoras. Sendo assim, se torna essencial implementar métodos de controle de tensão em redes de distribuição, como os métodos LDC e OLTC.

A regulação pelo método OLTC (*on-load tap changer*) também conhecido apenas como LTC (*load tap changer*) é utilizada largamente em sistemas de transmissão e se baseiam na mudança de *tap* do transformador. De acordo com [1], os *tap*'s permitem um ajuste de $\pm 10\%$ na variação de tensão e/ou alteram o ângulo de fase da tensão de linha. Cada LTC possui um relé regulador automático de tensão conhecido como AVR ou “relé 90” [2]. O regulador LDC por sua vez, é utilizado em sistemas de distribuição, mais precisamente no barramento do consumidor. Ele regula a tensão por meio de um circuito de compensação. Para [3] o propósito da compensação por queda de tensão é modelar a queda de tensão da linha de distribuição do regulador para o centro de carga.

Com base em toda teoria sobre métodos de regulação de tensão, bem como sua modelagem matemática, o presente trabalho realiza uma simulação com os algoritmos base dos reguladores LTC e LDC a fim de verificar a equivalência em termos de simulação dos algoritmos de ambos os reguladores, bem como a implicância de tal equivalência na simulação de sistemas do IEEE.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Transformadores com Mudança de TAP em Carga (OLTC)

Em subestações primárias, os transformadores possuem mecanismo de mudança de *tap* ou *tapes* (termo em português) sob carga, conhecidos como OLTC's (*On-Load Tap Changer*). Tais componentes são fundamentais e insubstituíveis na configuração de um sistema elétrico de potência. A maioria dos transformadores que dispõem de mudança de *tap*, o faz em carga, sendo este, o recurso mais eficaz para controle de tensão [4]. A atuação simultânea e coordenada dos transformadores LTC's permite assegurar condições satisfatórias de operação, bem como um aumento na margem de segurança da tensão fornecida [5].

Os *tap*'s permitem um ajuste de $\pm 10\%$ na variação de tensão e/ou alteram o ângulo de fase da tensão de linha [1]. Tal mudança de *tap* também pode ser feita com o transformador energizado, sendo esta operação denominada de LTC (*Load tap changer*). Ainda de acordo com [1] (p. 10) “a operação de mudança de *tap* pode ser entendida como uma chave rotatória com um esquema de passo frente/reverso fazendo com que o *tap* varie relação entre as espiras do primário e secundário”. O ajuste de transformadores deve ser feito de maneira adequada, uma vez que a atuação de um LTC no sistema pode gerar tanto benefício a barra controlada, como prejudicar barras eletricamente próximas [5]. De acordo com [2], cada LTC possui um relé regulador automático de tensão AVR ou “relé 90”. Ele monitora as grandezas e comanda as operações de mudança de *tap*. A Figura 1 ilustra o esquema de um transformador LTC e do relé regulador de tensão.

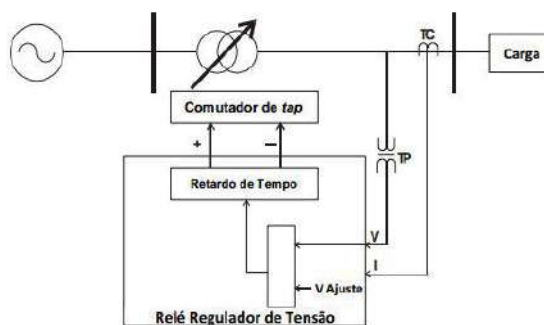


FIGURA 1. Esquema de um transformador com comutador de *tap* e relé regulador de tensão. (Adaptado de USIDA, 2007)

Como apontado por [2] (p. 27), “os LTC's são projetados para realizar 1 milhão de operações em sua vida útil. Em condições normais são realizadas em média 70 comutações de *tap* em um dia, um total de 25 mil por ano. A cada 100 mil comutações é necessária uma manutenção preventiva”. A Figura 2 ilustra o fluxo de funcionamento do relé AVR ou relé 90.

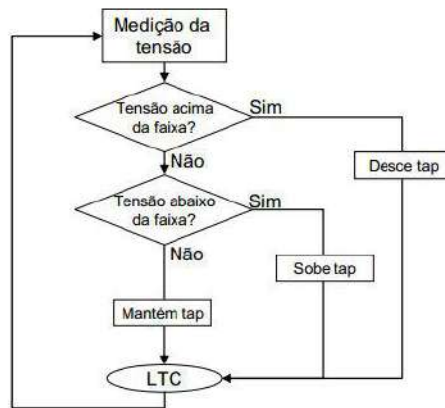


FIGURA 2. Fluxo de funcionamento do relé 90. (Adaptado de Spatti, 2007)

Todo o controle do relé é feito por meio de motores e eles possuem contadores de operações que auxiliam a equipe de manutenção indicando o momento adequado para manutenção do dispositivo [1].

2.1.1. Modelagem do transformador com OLTC

A presente seção apresentará a modelagem matemática, bem como os circuitos equivalentes do transformador com mudança de *tap* (LTC). A fim de simplificação, alguns cálculos e manipulações matemáticas serão omitidos. A Figura 3 ilustra o circuito do transformador LTC.

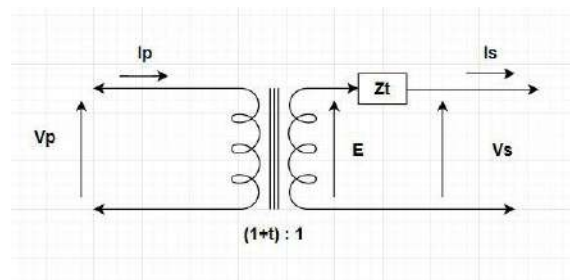


FIGURA 3. Circuito de um transformador OLTC. (Adaptado de Powell, 2005)

Com base na Figura 3, a tensão no primário é dada por:

$$V_p = E \times (1 + t) \quad (1)$$

Já, a tensão no secundário, pode ser dada por:

$$V_s = E - I_s \times Z_t \quad (2)$$

Substituindo (2) em (1), obtém-se:

$$V_p = \{V_s + I_s \times Z_t\} \times (1 + t) \quad (3)$$

Isolando I_s , tem-se:

$$I_s = \frac{1}{Z_t} \left\{ \frac{V_p - V_s}{(1+t)} - \frac{tV_s}{(1+t)} \right\} \quad (4)$$

Sabendo que:

$$I_p = \frac{I_s}{(1+t)} \quad (5)$$

Substituindo (5) em (4) e realizando as devidas manipulações matemáticas, é obtido:

$$I_p = \frac{1}{Z_t} \left\{ \frac{V_p - V_s}{(1+t)} - \frac{t}{(1+t)} V_p \right\} \quad (6)$$

A Figura 4 ilustra o circuito equivalente do transformador com mudança de *tap* expresso em admitância, considerando que $y_t = \frac{1}{Z_t}$. As admitâncias são utilizadas a fim de modificar a matriz de admitância do sistema sempre que houver uma mudança no *tap* [7].

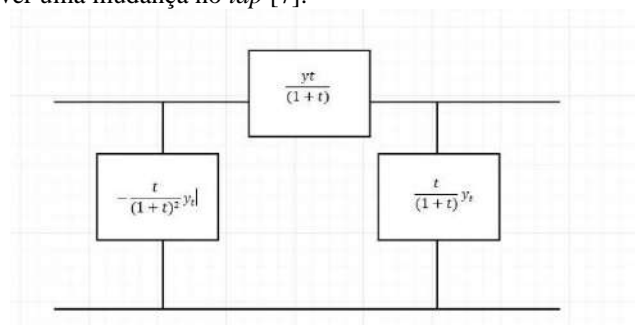


FIGURA 4. Circuito equivalente de um transformador com OLTC (em admitâncias). (Adaptado de Powell, 2005)

2.2. Transformação por Queda de Tensão

O controle de tensão em sistemas de distribuição é mais complexo do que em sistemas de transmissão, tendo em vista que se deve levar em conta a queda de tensão ao longo do alimentador, através do método LDC (*Line Drop Compensator*). De acordo com [2], a função do LDC é manter a tensão constante no barramento do consumidor. Já para [3] o propósito da compensação por queda de tensão é modelar a queda de tensão da linha de distribuição do regulador para o centro de carga. Sem a utilização de tal compensação, haverá no final do alimentador uma variação de tensão que dependerá da impedância do alimentador para uma condição de carga pesada, bem como da variação de corrente para uma situação de carga leve [6].

De acordo com [8] (p.3). o compensador “simula a impedância da linha desde os reguladores de tensão, até o ponto onde se deseja que a tensão seja constante [...]. O circuito básico do compensador simula as quedas de tensão existentes na linha, fazendo com que o regulador as compense”. A Figura 5 ilustra o circuito de compensação por queda tensão.

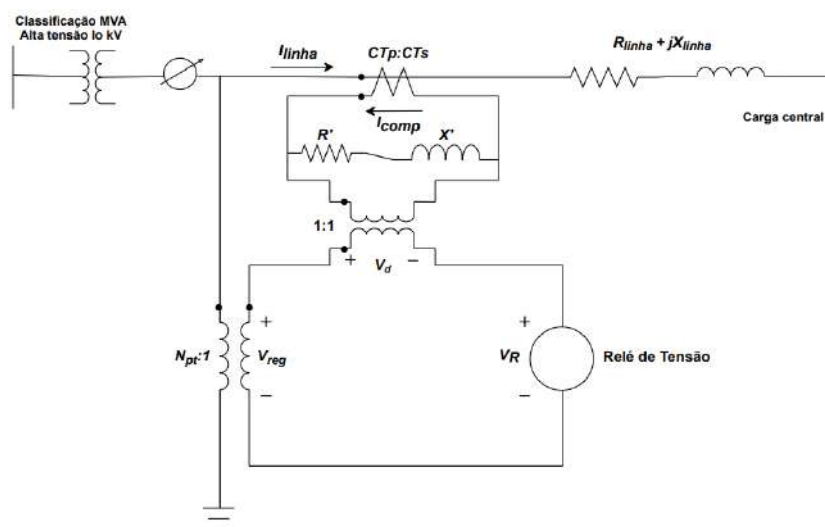


FIGURA 5. Circuito LDC. (Adaptado de Kersting, 2012)

Com base na Figura 5, a corrente da carga flui por uma impedância dada por:

$$Z_{eq} = R_{linha} + jX_{linha} \quad (7)$$

De acordo com [6] (p.23) “os valores de R e X são escolhidos para que a máxima elevação de tensão seja obtida sob carga pesada, enquanto a mínima seja obtida sob carga leve”. Com base nos valores de R_{linha} e jX_{linha} os valores de R e X são ajustados de forma a corresponder a tais impedâncias da linha. O relé irá ajustar o *tap* com base nos valores obtidos pelo transformador de potencial adicionado a tensão do circuito compensador. Não havendo compensação por queda de tensão, o relé regulador ajustará o *tap* com base nas informações obtidas pelo transformador de potencial.

A localização desse centro de carga é o grande empecilho do processo de regulação, pois a mesma tensão considerada “ideal” para um consumidor que esteja localizado próxima da subestação de distribuição poderá ser inadequada para um consumidor localizado distante dessa subestação. Em determinadas situações, faz-se necessário a instalação de circuitos reguladores específicos para tais situações [9].

2.2.1. Modelagem do compensador por queda de tensão

Para modelagem do compensador por queda de tensão faz-se necessário a utilização da Tabela 1 com os valores base para linha e compensador.

TABELA 1. Valores base para o cálculo da impedância do compensador. (Adaptado de Kersting, 2012)

Base	Linha	Compensador
Tensão	V_{LN}	$\frac{V_{LN}}{V_{TP}}$
Corrente	C_{TP}	C_{TS}
Impedância	$Z_{baselinha} = \frac{V_{LN}}{C_{TP}}$	$Z_{basecomp} = \frac{V_{LN}}{C_{TP} \times N_{TP}}$

O valor da impedância por unidade (p.u) é dado por:

$$R_{pu} + jX_{pu} = \frac{(R_{linha} + jX_{linha})}{Z_{base}} \quad (8)$$

$$R_{pu} + jX_{pu} = (R_{linha} + jX_{linha}) \times \frac{C_{TP}}{V_{LN}} \quad (9)$$

Onde V_{LN} e C_{TP} presentes na equação (9) representam respectivamente a tensão da linha a corrente no enrolamento primário do transformador de corrente. A impedância em p.u deve ser a mesma na linha e no compensador, logo:

$$R_{comp} + jX_{comp} = (R_{pu} + jX_{pu}) \times Z_{base} \quad (10)$$

Logo,

$$R_{comp} + jX_{comp} = (R_{linha} + jX_{linha}) \times \frac{C_{TP}}{V_{LN}} \times \frac{V_{LN}}{N_{PT} \times C_{TS}} \quad (11)$$

$$R_{comp} + jX_{comp} = (R_{linha} + jX_{linha}) \times \frac{C_{TP}}{N_{PT} \times C_{TS}} \Omega \quad (12)$$

O valor obtido da impedância do compensador através da equação 12 é dado em Ohms. Para obter o valor em volts multiplica-se a impedância do compensador pela corrente no enrolamento secundário do transformador de corrente.

$$R_{compV} + jX_{compV} = (R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega}) \times C_{TS} \quad (13)$$

$$R_{\text{compV}} + jX_{\text{compV}} = (R_{\text{linha}} + jX_{\text{linha}}) \times C_{\text{TS}} \times \frac{C_{\text{TP}}}{N_{\text{PT}} \times C_{\text{TS}}} \quad (14)$$

$$R_{\text{compV}} + jX_{\text{compV}} = (R_{\text{linha}} + jX_{\text{linha}}) \times \frac{C_{\text{TP}}}{N_{\text{PT}}} \quad \text{V} \quad (15)$$

Assim, pode-se obter o valor da impedância do compensador em volts, com base na impedância equivalente em Ohms do regulador no centro de carga.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia utilizada a fim de verificar a equivalência entre o regulador LDC e o transformador LTC em termos de simulação baseou-se em, por meio da modelagem matemática de ambos os métodos, criar *scripts* e simulá-los utilizando um problema genérico de fluxo de carga como sistema teste, podendo assim, verificar tal equivalência. A simulação do sistema teste foi realizada no software Matlab®.

3.1. Sistema teste

O sistema teste utilizado para fins de simulação foi adaptado de [3]. O referido sistema consiste em uma carga trifásica desbalanceada alimentada com 12,47 kV a aproximadamente 3 km da subestação. O mesmo fornece os dados de impedância da linha, tensões de linha da subestação, bem como valores de potência aparente da carga. Durante as simulações fez-se uso de diferentes valores para carga a fim de comparação. A Figura 6 e a Tabela 2 ilustram respectivamente o circuito equivalente do sistema e os valores de impedância, tensão e potência aparente na carga utilizados na simulação.

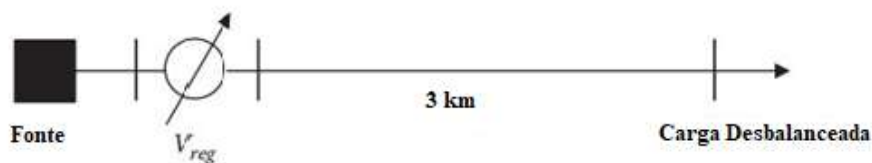


FIGURA 6 Sistema genérico. (Adaptado de Kersting, 2012)

TABELA 2. Dados utilizados para simulação. (Autoria Própria)

<i>Matrizes da Linha</i>	<i>Tensão de Referência da Subestação</i>	<i>Carga</i>
$[a] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$[V_{ref}] = \begin{bmatrix} 7200 \angle 0 \\ 7200 \angle -120 \\ 7200 \angle 120 \end{bmatrix}$	$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 2500 \angle 25.84 \\ 2000 \angle 31.79 \\ 1500 \angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$
$[b] = \begin{bmatrix} 0.8667 + j2.0417 & 0.2955 + j0.9502 & 0.2907 + j0.7290 \\ 0.2955 + j0.9502 & 0.8837 + j1.9852 & 0.2992 + j0.8023 \\ 0.2907 + j0.7290 & 0.2992 + j0.8023 & 0.8741 + j2.0172 \end{bmatrix}$		$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 200 \angle 25.84 \\ 300 \angle 31.79 \\ 400 \angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$
		$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1000 \angle 25.84 \\ 1000 \angle 31.79 \\ 1000 \angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$
		$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 3000 \angle 25.84 \\ 3500 \angle 31.79 \\ 4000 \angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$

3.2. Script para o método LTC

Para realização do *script* para o método LTC, fez-se uso do circuito equivalente expresso em admitâncias apresentado na Figura 4, obtido após toda a modelagem matemática deduzida no tópico 2.1. No método em questão, o cálculo dos *tap's* é realizado de maneira iterativa, havendo necessidade de apenas um fluxo de carga. O *script* apresenta inicialmente um valor de partida nos *tap's*, sendo considerado 0.1 para todos e uma tolerância de 0,0001.

Para efeito de simplificação o *script* será omitido. Entretanto, a Figura 7 ilustra de maneira intuitiva o fluxograma do *script* de programação utilizado para o método LTC.

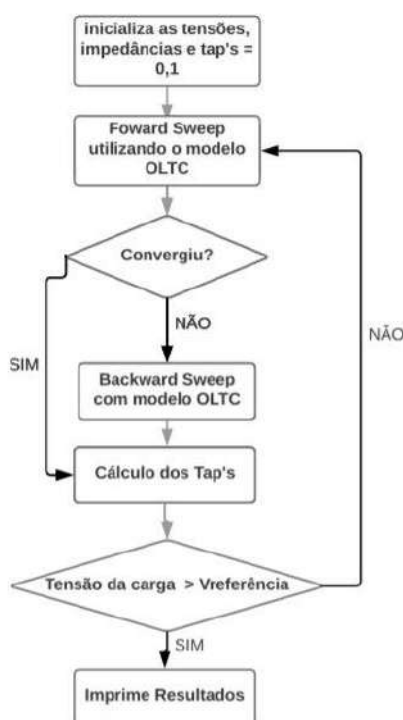


Figura 7. Fluxograma do *script* para LTC. (Autoria Própria)

3.3 Script para o método LDC

Para realização do *script* para o método LDC, fez-se uso de toda a modelagem matemática deduzida no item 3.2. No método em questão há o cálculo dos *tap's* é realizado por meio do fluxo de carga com sem regulador e com regulador. De maneira similar ao item 4.1 o *script* do método LDC será omitido para efeito de simplificação. A Figura 8 ilustra de maneira intuitiva o fluxograma do *script* de programação utilizado para o método LTC.

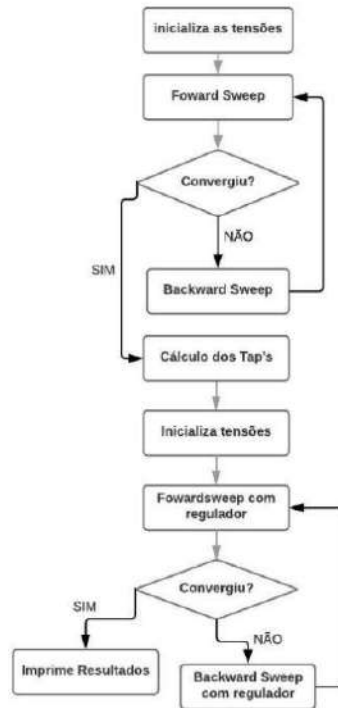


FIGURA 8. Fluxograma para o *script* do método LDC. (Autoria Própria)

4. RESULTADOS

Nas Tabela 3 e 4 são apresentados os valores dos *tap's* obtidos através dos métodos LDC e OLTC por meio das simulações realizadas.

TABELA 3. Valores de *Tap's* obtidos através de simulação pelo Método LDC. (Autoria Própria)

<i>Carga</i>	<i>Método LDC</i>		
	<i>Ta</i>	<i>Tb</i>	<i>Tc</i>
$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 2500\angle 25.84 \\ 2000\angle 31.79 \\ 1500\angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$	10	4	2
$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1000\angle 25.84 \\ 1000\angle 31.79 \\ 1000\angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$	5	5	1
$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 200\angle 25.84 \\ 300\angle 31.79 \\ 400\angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$	3	4	0
$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 3000\angle 25.84 \\ 3500\angle 31.79 \\ 4000\angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$	8	10	7

TABELA 4. Valores de *Tap*'s obtidos através de simulação pelo Método OLTC. (Autoria Própria)

Carga	Método OLTC		
	<i>Ta</i>	<i>Tb</i>	<i>Tc</i>
$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 2500 \angle 25.84 \\ 2000 \angle 31.79 \\ 1500 \angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$	10,352	4,096	1,888
$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1000 \angle 25.84 \\ 1000 \angle 31.79 \\ 1000 \angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$	4,816	4,608	0,928
$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 200 \angle 25.84 \\ 300 \angle 31.79 \\ 400 \angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$	3,168	4,16	0,24
$[S_{ABC}] = \begin{bmatrix} 3000 \angle 25.84 \\ 3500 \angle 31.79 \\ 4000 \angle 18.19 \end{bmatrix} \text{ kVA}$	7,584	10,416	7,168

Por meio dos valores dos *tap*'s simulados apresentados nas Tabelas 3 e 4 é possível inferir a equivalência em termos de simulação dos algoritmos de ambos os reguladores para o sistema teste utilizado. Uma vez que em todas as simulações realizadas, para cargas com diferentes valores, os *tap*'s do método OLTC, utilizando em sistemas de transmissão, apresentaram valores idênticos aos simulados por meio do método LDC, método exclusivo em sistemas de distribuição.

5. CONCLUSÃO

Por meio do referido trabalho, foi possível provar em termos de simulação, através do uso de *scripts* de programação e um sistema teste simples, a equivalência entre os métodos *On-Load Tap Charger* e *Line Drop Compensator*. Tal equivalência demonstra a viabilidade de estudos aprofundados em algoritmos de fluxo de carga.

Toma-se como exemplo, sistemas do IEEE de distribuição. Uma vez provada a equivalência dos métodos OLTC e LDC, tais sistemas podem ser simulados usando o clássico método de Newton Raphson, tendo em vista que a justificativa de sua não simulação era justamente a falta de um algoritmo LTC para sistemas de distribuição.

Todavia, faz-se necessário o aperfeiçoamento de simulações em sistemas testes de maior magnitude a fim a de verificar a equivalência em questão, bem como a implicância delas nos referidos sistemas.

REFERÊNCIAS

- [1] PADILHA, L. N. Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos. Dissertação, Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010. 122 f.
- [2] SPATTI, D. H. Sistema Inteligente para controle de relés reguladores de tensão. Dissertação, Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007. 77 f.
- [3] KERSTING, W. H. *Distribution System Modeling and Analysis*, 3rd ed.; Editora: Crc Press, Las Cruces, Novo México, 2012; 450 p.
- [4] PONTES, B. C. Simulação Estática e Dinâmica do Controle de Tensão por LTC e Compensador Estático. Dissertação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. 194 f.
- [5] ALMEIDA, F. C. B. Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle e Modelagem de Carga a Partir de Regiões de Segurança Estática. Dissertação, Universidade Federal de Juíz de Fora, Juíz de Fora, 2011. 195 f.
- [6] USIDA, W. F. Controle Fuzzy para Melhoria do Perfil de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação, Escola de Engenharia – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007. 143 f.

- [7] POWELL, L. *Power System Load Flow Analysis*. 2nd ed.; Editora: Mcgraw Hill Professional, EUA, 2005.
- [8] FELBER, L. A. et al. Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica. Em Anais do IEEE/PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE & EXPOSITION (T&D), Nova Orleans, EUA, 2010; IEEE: Nova Orleans, EUA, 2010; p. 1 - 7.
- [9] FELBER, L. A. Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010. 137 f.



Artigo

Monitoramento do desgaste da ferramenta de HSS no processo de torneamento através da potência consumida

Diego Gomes de Assis ^[1] e Ramsés Otto Cunha Lima ^[2]

^[1] Universidade Federal Rural do Semi-Árido; di.gomes11@yahoo.com.br

^[2] Universidade Federal Rural do Semi-Árido; ramses.cunhalima@ufersa.edu.br

Recebido: 28/06/2021;

Aceito: 15/08/2021;

Publicado: 06/12/2021.

Resumo: Durante o processo de usinagem deve-se ter atenção especial à vida da ferramenta de corte aplicada pois, dependendo do material ou tempo do processo, seu nível de desgaste se acentua, tornando-se um problema. Nesta pesquisa, foi realizado o monitoramento do desgaste da ferramenta de aço rápido para o processo de usinagem por torneamento, através de um aparato experimental, verificando ainda, a potência consumida pela máquina durante a evolução deste desgaste. Primeiramente, foram utilizadas cinco ferramentas de aço rápido com dimensões $\frac{1}{4}'' \times 4''$, afiações $\alpha = 8^\circ$, $\beta = 62^\circ$ e $\gamma = 20^\circ$, usinando um tarugo de aço ABNT 1045, com $V_c = 15\text{m/min}$, $n = 118\text{rpm}$, $a_p = 0,5\text{mm}$ e $f = 0,094\text{mm/rot}$. Como critério de parada foi adotado o valor de desgaste de flanco médio de $0,30\text{mm}$, de acordo com a Norma ISO 3685, medido com um microscópio eletrônico. Com esses dados, foi levantada uma curva de calibração do desgaste x potência consumida pela máquina ferramenta. Para validação desta, o procedimento de usinagem foi repetido com três ferramentas e obtidas suas curvas de desgaste. Os valores medidos apresentaram-se estatisticamente iguais aos valores de intervalo de confiança, validando assim, a curva de desgaste em relação a potência obtida.

Palavras-chave: Monitoramento; Desgaste de flanco; Vida-Útil; Potência; Torneamento.

Abstract: During the machining process, special attention must be paid to the lifespan of the applied cutting tool because, depending on the material or process time, its wear level increases, becoming a problem. In this research, the wear monitoring of high speed steel tool for turning process was carried out, through an experimental apparatus, also verifying the power consumed by the lathe during the evolution of this wear. First, five high speed steel tools with dimensions $\frac{1}{4}'' \times 4''$ were used, sharpening $\alpha = 8^\circ$, $\beta = 62^\circ$ and $\gamma = 20^\circ$, machining an ABNT 1045 steel, with $V_c = 15\text{m/min}$, $n = 118\text{rpm}$, $a_p = 0.5\text{mm}$ and $f = 0.094\text{mm/rev}$. As stopping criterion, the average flank wear value of 0.30mm was adopted, according to the ISO 3685 Standard, measured with an electron microscope. With these data, a calibration curve of wear x power consumed by the machine tool was drawn up. To validate this, the machining procedure was repeated with three cutting tools and their wear curves were obtained. The measured values were statistically equal to the confidence interval values, thus validating the wear curve in relation to the power obtained.

Key-words: Monitoring; Flank wear; Lifespan; Power; Turning.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de monitoramento de usinagem se inserem no contexto de mercado com diversos objetivos, que vão desde a melhor utilização de fluido de corte, às melhores ferramentas, entre outras aplicações. Uma das suas principais é acompanhamento do desgaste da ferramenta considerando-se, principalmente, sua vida útil de maneira a planejar sua substituição [1,2].

É nesse cenário que são inseridos os sistemas de monitoramento da vida útil das ferramentas de corte, principalmente pelo fato de que a produção é diversas vezes interrompida, para que haja troca das mesmas,

quando estas poderiam ser ainda utilizados de uma forma mais eficiente. Isto se dá tendo em vista que na indústria as ferramentas são, muitas vezes, substituídas muito antes do seu fim de vida útil para evitar uma possível fratura quando o desgaste já estiver bastante evoluído. Outra questão importante diz respeito a indústrias de pequeno porte, nas quais não há disponibilidade de recursos para se aplicar em outras técnicas de promover um aumento da vida útil de ferramentas de corte. Dentre estas técnicas, destacam-se o tratamento com agentes condicionadores [3], os quais se propõe a reduzir o atrito entre materiais metálicos ou, até mesmo, aplicação de revestimentos com filmes duros, os quais aumentam a resistência ao desgaste das ferramentas de corte, sendo depositados por técnicas desde as convencionais Deposição Química de Vapor (CVD) e Deposição Física de Vapor (PVD), até as mais atuais, auxiliadas por plasma [4,5]. Assim, faz-se necessário uma maneira prática, barata, e confiável de se acompanhar a evolução do desgaste das ferramentas de corte.

O setor industrial visa a maior produção possível para sua atividade, associado à menor despesa possível, em busca da qualidade do produto final e um bom retorno de lucro para a mesma. Tendo em vista isso, foram criados os sistemas de monitoramento aplicado à usinagem, na tentativa de minimizar os erros, minimizar a quantidade de paradas, a função do operador, e otimizar o processo de uma forma geral, analisando por exemplo o desgaste da ferramenta, o tipo de fluido, ou até mesmo colisões da ferramenta com a peça.

Os monitoramentos de operações de usinagem podem ser classificados de duas formas [6]:

- Medição direta: onde o valor da variável medida fornece um alto grau de precisão. Este método tem sido utilizado em práticas de laboratório e pesquisas para auxiliar em estudos durante o processo de usinagem.
- Medição indireta: onde o valor da variável medida é posteriormente deduzido usando correlações determinadas de forma empírica. Esse tipo de medição é menos preciso que o método direto, mas também é menos complexo de se obter.

Os sistemas de monitoramento funcionam da seguinte maneira [1,2,7]: os sensores instalados na máquina-ferramenta, captam os sinais do processo de corte, os classificam, com o objetivo de identificar uma escala pré-definida o nível do sinal, atribuindo a ele uma condição da ferramenta. Entretanto, esse sistema de monitoramento tem que ser o mais confiável possível, com o menor custo, ser construído de forma simples, suportar o ambiente industrial, não ser influenciado por ruídos externos, deve ser dependente somente do que se quer montar, ter um baixo tempo de resposta e ser pouco intrusivo [8].

Existem diversos tipos de sistemas de monitoramento de vida útil da ferramenta, entre eles podem ser citados os monitoramentos via emissão acústica, temperatura de corte, vibrações, potência, entre outros. Contudo, todos esses sistemas de monitoramento têm alguns requisitos básicos a serem seguidos [6,7,9], como: estar mais próximo a região de corte, não se deve reduzir o espaço de trabalho, deve resistir à sujeira, cavacos e influências mecânicas, eletromagnéticas e térmicas.

Dentre os tipos de monitoramentos citados, será explanado de forma mais detalhada o processo de monitoramento por potência, o qual utiliza a medição da corrente do motor principal.

1.1. Monitoramento por Potência

Algumas características desejáveis em um sistema de monitoramento vem sendo destacadas [1,6,7,10], como: confiabilidade, baixo custo, simplicidade, suportar ambiente industrial, não ser influenciado por ruídos externos, o parâmetro medido deve ser dependente somente do que se quer monitorar, baixo tempo de resposta, ser pouco intrusivo (não interferir na operação de usinagem) e ser suficientemente sensível para que se consiga acompanhar a evolução do desgaste.

A potência de usinagem resulta da soma das potências necessárias para cada componente da força de usinagem. Ela pode ser medida, experimentalmente por meio da tensão e da corrente elétrica consumida, entretanto, devido à natureza nem sempre linear dessas grandezas e a defasagem de tempo entre elas, a obtenção dessa potência não é uma operação tão simples [11]. Entretanto, dentre os outros tipos de monitoramento, ele é considerado [12] um processo de baixo custo, de tecnologia e operação relativamente simples, de fácil instalação e requer pouco espaço, e nenhum, ou quase nenhum, projeto especial para sua adaptação. Ainda podem ser destacadas [1,6,7,13] as principais vantagens e desvantagens deste tipo de monitoramento, sendo as vantagens: ser uma técnica pouco intrusiva, possuir baixo custo em comparação com outras técnicas de monitoramento de desgaste, possuir tecnologia e operação relativamente simples, ser uma técnica de fácil instalação, não requerer muito espaço, poder ser aplicada à maioria dos motores elétricos (AC e DC) e poder realizar o monitoramento em processo (on-line). Já suas desvantagens são a baixa sensibilidade ao estado de desgaste da ferramenta (não há muitas diferenças entre a potência consumida utilizando uma ferramenta nova

e uma já desgastada) e uma perda de precisão no sistema de monitoramento devido nem toda potência elétrica consumida ser transformada em potência mecânica.

Sua principal vantagem em relação aos outros processos de monitoramento é que os parâmetros relacionados ao motor (nesse caso, a corrente dele) para detectar avarias no processo de corte, é que o aparelho de medição não causa perturbação no processo de usinagem [14]. Uma das formas de ser medida [13,15], é usar a corrente do motor para estimar as forças e potência consumida, para assim desenvolver o sistema de monitoramento de condições da ferramenta. De uma forma geral, segundo [14], é crucial que a relação entre a corrente/potência é linear a força/torque utilizado no processo. Entretanto, existe uma dificuldade em detectar uma mudança relativamente pequena na corrente, causada pelo processo de corte, ou seja, o processo é válido, contudo, se apresenta pouco preciso [7].

Estudos já foram realizados nessa área [16], no qual elaborou-se uma estratégia para realizar o monitoramento do desgaste da ferramenta através da potência de corte, atribuindo a potência da máquina como a potência instantânea mostrada na Equação 1, obtendo curvas de consumo de potência relacionados ao desgaste na fresa.

$$(1) \quad P = V * I * \sqrt{3} * \cos(\varphi)$$

Onde:

P = Potência de corte (W);

V = Tensão (V);

I = Corrente (A);

φ = Defasagem angular entre tensão e corrente

Também foi avaliada a eficácia do sinal de potência que era transmitido para um fuso no motor nos processos de torneamento, furação e fresamento, para realizar o monitoramento das ferramentas [17]. Além disso, o monitoramento do desgaste de um inserto durante o torneamento através da variação de corrente elétrica também foi conduzido [18] mostrando que o método foi capaz de detectar o desenvolvimento do desgaste e, se aplicado em ambiente industrial, a corrente é um sinal claro para o operador de quando a ferramenta se aproxima do fim de vida. Os autores, porém, observam que mudanças na velocidade de corte geram mudanças nos parâmetros elétricos, não sendo possível fixar um valor de corrente para o fim de vida da ferramenta que sirva para todas as velocidades. Em estudo para o desenvolvimento de uma metodologia para monitoramento do desgaste de ferramentas de corte utilizando Rede Neural Artificial (RNA) e os sinais de potência de corte e Emissão Acústica (EA) [19], foi observado que a potência efetiva de corte média têm correlação com o desgaste e a utilização desses parâmetros como valores de entrada em uma RNA proporciona excelentes respostas à rede para prever se a ferramenta está ou não em condições de uso ao longo do processo de usinagem.

Como observado em estudo posterior [18], mudanças na velocidade de corte alteram os parâmetros elétricos usados no monitoramento de desgaste (potência e corrente), mas não é apenas a velocidade de corte que vai ter influência nos parâmetros elétricos, mudanças no material da ferramenta, mudança no material da peça, mudança na operação dentre outros também mudarão os parâmetros elétricos. Contudo, em grandes indústrias, é comum a fabricação da mesma peça utilizando sempre os mesmos processos com os mesmos parâmetros (material de peça, ferramenta, operação etc.), então nesses casos esse fato não seria um problema, podendo assim definir uma potência e/ou uma corrente elétrica como fim de vida para uma ferramenta.

Assim, este trabalho apresenta o resultado do monitoramento da vida útil de uma ferramenta de aço rápido (HSS) no processo de usinagem por torneamento através da evolução do seu desgaste de flanco médio, além de verificar a potência consumida pela máquina, montando assim, um aparato de controle para supervisionar o desgaste da ferramenta, com o objetivo de diminuir essas paradas constantes para trocas de ferramentas, muitas vezes desnecessárias, maximizando o potencial da ferramenta. Neste trabalho foram utilizados conceitos de potência aparente consumida pelo motor da máquina-ferramenta, e não necessariamente essa potência consumida é a real potência de usinagem, devido ao próprio rendimento do motor, e da própria máquina.

Tem-se como objetivo monitorar o desgaste da ferramenta de corte visando elaborar um curva de calibração que relaciona os níveis de desgaste atingidos durante o processo com a potência de corte calculada a partir da corrente consumida, pretendendo-se não ter paradas contínuas no processo de fabricação. A seguir, serão descritos os materiais e equipamentos utilizados, bem como a metodologia aplicada nesta pesquisa.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para a aplicação dos testes de usinagem, foi utilizado o torno Nardini modelo ND 220 Gold, de alimentação trifásica e motor principal com potência de 7,5 CV, com a finalidade de realizar o torneamento cilíndrico externo de um tarugo de aço ABNT 1045 laminado a quente, de 1" ½. Foram utilizadas cinco ferramentas de corte, de aço rápido (HSS), com dimensões de ¼" x 4", fabricado conforme a Norma DIN 4964, com tolerância dimensional h14, temperado e revenido com dureza de 65 ± 5 HRC, com a finalidade de realizar a usinagem e avaliar o desgaste obtido. A afiação da ferramenta foi feita com ângulos $\alpha = 8^\circ$, $\beta = 62^\circ$ e $\gamma = 20^\circ$, medidos pelo plano ortogonal, em concordância com estudo prévio [4], realizado para comparar a evolução de desgaste de ferramentas de HSS com e sem revestimento, angulação esta, adequada para usinagem do aço ABNT 1045. Um exemplar destas ferramentas é apresentado na Figura 1.



FIGURA 1. Fotografia de exemplar das ferramentas de aço rápido para testes de torneamento.

A usinagem foi realizada com uma profundidade de corte $ap = 0,5\text{mm}$ e avanço $f = 0,094\text{mm/rot}$ [4]. Foram realizados desbastes longitudinais no tarugo com um comprimento $L_f = 100\text{mm}$. A rotação foi estabelecida, inicialmente, com $n = 118$ rpm, tendo em vista que a velocidade de corte utilizada foi de $V_c = 15\text{m/min}$ e a rotação que compensa a redução do diâmetro quando necessário.

A cada dois passes de usinagem, foi realizada uma medição do desgaste de flanco médio, utilizando um microscópio eletrônico com aumento até 1000x. A condição de parada dos testes de usinagem foi com desgaste de flanco médio V_B atingindo o valor de 0,30mm, conforme estabelecido pela norma ISO 3685 como fim de vida para ferramentas de HSS para torneamento. O aparato experimental montado para realizar a medição desse desgaste de flanco médio é mostrado na Figura 2.



FIGURA 2. Fotografia do aparato montado para a medição do desgaste de flanco das ferramentas de corte.

Durante a usinagem, foi verificada a variação da potência consumida pela máquina-ferramenta através de um alicate amperímetro modelo ET-4090, medindo a corrente que passa em um dos três condutores fase que energizam o motor principal do torno, uma vez que a corrente é igual em cada uma das 3 fases. A precisão do alicate amperímetro é de 1% para correntes abaixo de 40A em frequências de 60Hz.

Após a aquisição dos dados de corrente, aplicando-se a Equação 1, foi calculada a potência de corte a partir da potência trifásica do sistema utilizando os valores de tensão 380V fixos, segundo o manual do torno e o fator de potência de 0,92, valor mínimo exigido pela Aneel.

Com a obtenção dos dados de desgaste e de potência consumidas pelo equipamento foram geradas as curvas de desgaste de cada uma das cinco ferramentas, relacionadas com a potência utilizada para a respectiva usinagem. Além disso, foram realizadas análises estatísticas para a obtenção de uma curva de calibração do desgaste de flanco médio das ferramentas em relação à potência consumida, a partir da média amostral para as ferramentas e os parâmetros utilizados, tendo como base valores de média amostral e desvio padrão dos valores obtidos para desgaste e potência e atribuindo um nível de confiança de 90% para estes, através de uma distribuição normal.

Após a obtenção da curva de calibração para o desgaste das ferramentas, foram realizados três testes de usinagem para validação da curva de calibração, de maneira a avaliar se a potência indicada estaria corretamente relacionada ao nível de desgaste da ferramenta de corte em determinado momento. Para tanto, foram utilizados os mesmos parâmetros de corte descritos para os testes com as cinco ferramentas iniciais, levando em consideração a corrente do sistema (e, indiretamente, a potência) como critério de parada. Após isso, realizou-se a medição dos desgastes de flanco médio dessas três ferramentas no momento da parada para compara com a previsão da curva de calibração. Com base em testes do sistema, foi estabelecida uma corrente média no passe de 11,15A, para se atingir um desgaste de flanco médio $V_B = 0,29\text{mm}$.

3. RESULTADOS

3.1 Resultados dos testes de usinagem para obtenção das curvas de desgaste

Os dados obtidos das correntes durante o processo de usinagem apresentaram algumas variações, sendo assim, foram adotados os valores médios entre a corrente inicial e o valor de corrente mais elevado (porém estável) medido durante a usinagem, para cada passe, obtendo finalmente, um valor de potência médio consumido pela máquina durante os passes realizados. A Figura 3 apresenta as curvas de desgaste de flanco médio, obtidas para as cinco ferramentas testadas. Estas curvas foram geradas a com os dados de leitura de desgaste de flanco médio e a respectiva potência consumida na máquina a cada parada para análise desses desgastes. Estas paradas ocorreram a cada dois passes de usinagem, conforme descrito no tópico 2.

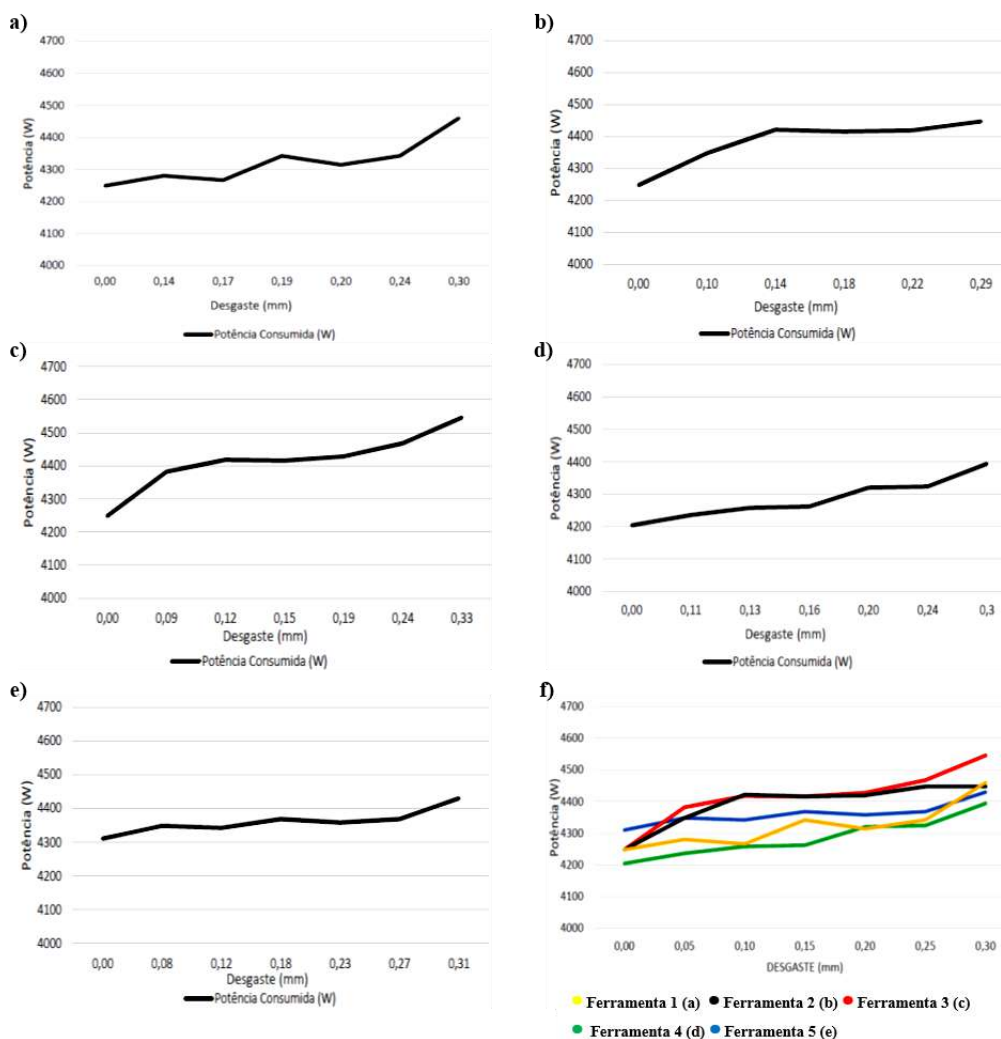


FIGURA 3. Curva de desgaste de flanco médio para as cinco ferramentas testadas e f) sobreposição das respectivas curvas.

Nota-se que durante a usinagem, de maneira geral, conforme o desgaste da ferramenta aumenta, há um aumento na potência consumida pelo equipamento. Este comportamento apresenta conformidade com outros estudos realizado na área [18-20]. Esse aumento na potência ocorre devido à compensação do equipamento que, para realizar a operação de usinagem com uma ferramenta desgastada, realiza mais esforço, solicitando mais corrente no sistema, conseqüentemente aumentando seu consumo de potência. É mostrado na Figura 4 o desgaste de flanco médio, bem com formação de aresta postiça de corte (APC) ocorridos com a Ferramenta 1 ao final da última passada de usinagem.



FIGURA 4. Nível de desgaste de flanco médio e APC formadas na Ferramenta 1.

É perceptível a formação de aresta postiça de corte, que pode, por sua vez, acentuar o desgaste da ferramenta, quando este for arrancado da cunha de corte da mesma na continuidade do processo de usinagem, levando consigo material da camada superficial da ferramenta de corte. Ainda, este material que é arrancado tende a provocar desgaste abrasivo nas superfícies de folga e de saída da ferramenta, intensificando o seu desgaste. Este fato, provavelmente, ocorreu com a Ferramenta 2 após a segunda passada de usinagem, conforme mostrado na Figura 5.



FIGURA 5. Desgaste de flanco médio observado na Ferramenta 2 após a APC ser arrancada no decorrer do processo de usinagem.

Nota-se que há a presença de material da peça depositado na superfície de saída da ferramenta. Provavelmente, no decorrer do processo tenha ocorrido a formação de aresta postiça de corte depositada na região da cunha de corte da ferramenta e a mesma ter sido arrancada depois de certo tempo, caracterizando o mecanismo de desgaste por aderência e arrastamento (*attrition*). Desta forma, foi favorecido o aumento do desgaste de flanco e ainda foi deixado material da peça aderido à ferramenta. Nota-se, na Figura 3a, que em alguns momentos, mesmo com o aumento do desgaste, a potência consumida apresenta valores praticamente constantes, mas de maneira geral seu valor sempre se apresenta maior que o início da usinagem.

Essa variação deve-se, justamente, a presença de APC, afetando diretamente na força de usinagem. Variação semelhante também pode ser observada na curva de desgaste da Ferramenta 3 (Figura 3c).

Durante o processo de usinagem com a Ferramenta 4, notou-se um aumento de potência de 4.320,33W para 4324,32W, no intervalo entre os passes 8 e 10, os quais aumentaram o desgaste de flanco médio de 0,20mm para 0,24mm. As medições do desgaste de flanco médio após as passadas de torneamento 4 e 5 estão apresentadas na Figuras 6.

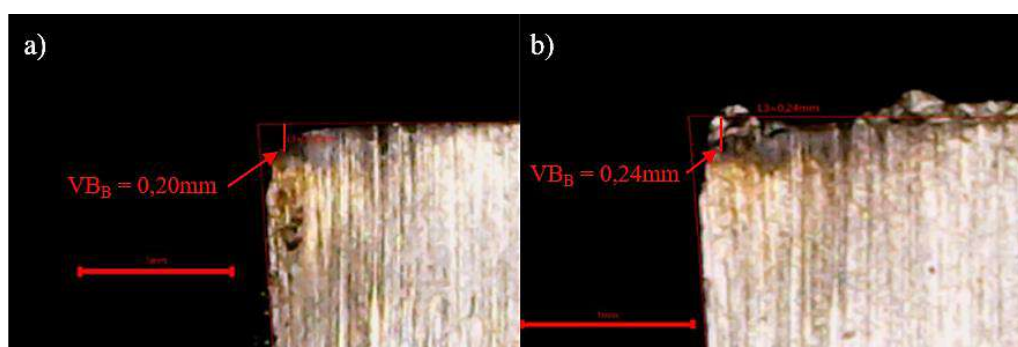


FIGURA 6. Desgaste de flanco médio na Ferramenta 4 após a conclusão das sequências dos passes a) 7 e 8; b) 9 e 10.

Nota-se que na Figura 6a, inicialmente, não há a presença de APC, diferente da Figura 6b na qual, após dois passes de usinagem observa-se, como nas outras ferramentas, a presença de material depositado na ponta da ferramenta e na sua superfície de saída. O fenômeno descrito relaciona-se com a curva de desgaste da ferramenta 04 é mostrada na Figura 3d.

Durante o processo da Ferramenta 4 (Figura 3d) percebeu-se uma variação na potência de, inicialmente, 4204,70W para 4394,10W. Variação maior que para a Ferramenta 5 (Figura 3e), que inicialmente obteve valores

de 4310,36W e finais de 4429,98W. Porém, percebe-se uma variação de potência de 119,62W em relação ao desgaste, se comparado ao observado para as outras ferramentas. Isso deve-se, possivelmente, à variação na rotação do equipamento, pelo fato de que mesmo com o aumento do desgaste da ferramenta, o motor principal do equipamento realiza menos esforços quando há alteração na rotação para se manter a velocidade de corte constante, altera-se, por exemplo, o conjunto de engrenagens na redução do equipamento, solicitando menos esforço do motor e conseqüentemente um consumo menor de energia.

Ao se confrontar as curvas de desgaste das cinco ferramentas testadas (Figura 3f), pode-se identificar um intervalo no qual a potência varia com o desgaste. Através de análise estatística da amostra e, com um intervalo de confiança de 90% (coeficiente 1,64 para IC de 90% multiplicado no intervalo de confiança para média amostral) os dados são detalhados na Tabela 1 e ficam mais evidente na curva de calibração apresentada na Figura 7.

TABELA 1. Análise estatística para os dados de desgaste de flanco médio e potência para a cinco ferramentas testadas.

<i>Desgaste de flanco médio (mm)</i>	<i>Corrente média relacionada (A)</i>	<i>Potência consumida média (W)</i>	<i>Desvio padrão</i>	<i>Variância</i>	<i>Intervalo de confiança</i>
0,00	10,66	4252,15	37,68	1419,80	33,03
0,08	10,83	4319,13	59,10	3493,06	43,48
0,12	10,89	4341,46	78,82	6211,83	57,98
0,18	10,94	4361,00	63,56	4039,59	46,75
0,23	10,96	4368,18	53,74	2887,70	39,53
0,27	11,01	4390,11	64,20	4121,87	47,23
0,31	11,17	4455,50	56,17	3154,80	41,32

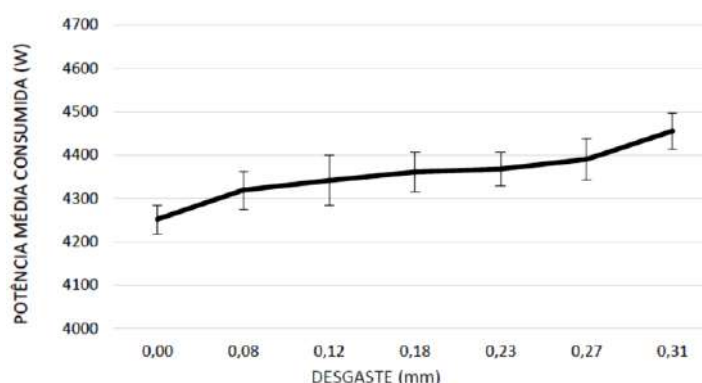


FIGURA 7. Curva de calibração para desgaste de flanco médio e potência média consumida.

Este resultado apresenta conformidade com o observado em estudo prévio [17,20,21], o qual, apesar de captar valores diferentes de potência em seu equipamento, gera uma curva de desgaste da ferramenta bem próxima ao projetado neste trabalho. Ainda, apesar de utilizar ferramentas diferentes de outras pesquisas [16], observa-se além de uma semelhança na curva de desgaste, valores semelhantes de potência captados pelo equipamento e calculados.

3.2 Resultados dos três testes de usinagem para validação da curva de calibração

Para a validação da curva de calibração do desgaste de flanco médio levantada, foram realizados testes com três ferramentas, as quais tiveram como critério de parada uma potência média no passe de 4440W, tendo uma corrente correspondente de 11,15A, com o objetivo de obter um desgaste de flanco de 0,29mm na ferramenta. Os resultados desses testes de validação são apresentados na Tabela 2.

TABELA 2. Valores das validações do sistema de monitoramento.

<i>Corrente inicial (A)</i>	<i>Corrente final (A)</i>	<i>Corrente média (A)</i>	<i>Potência referente (W)</i>	<i>Desgaste de flanco médio (mm)</i>	<i>Desgaste de referência (mm)</i>	<i>Erro (%)</i>
11,10	11,20	11,15	4445,93	0,28	0,29	3
11,09	11,23	11,16	4449,92	0,27	0,29	7
11,05	11,24	11,15	4443,94	0,33	0,29	14

Nota-se que na Tabela 2 os valores de desgaste de flanco médio se aproximam do desgaste de referência com um erro médio de 8%. Como descrito em outra pesquisa [7], as variações de corrente são pequenas, com média de 0,77% de diferença entre cada passe, o que torna o sistema válido, entretanto, pouco preciso. Durante a etapa de validação, a primeira ferramenta utilizada no sistema apresentou, além do valor de desgaste acentuado, um provável lascamento seguido de entalhe na cunha de corte da ferramenta, como pode ser observado na Figura 8.

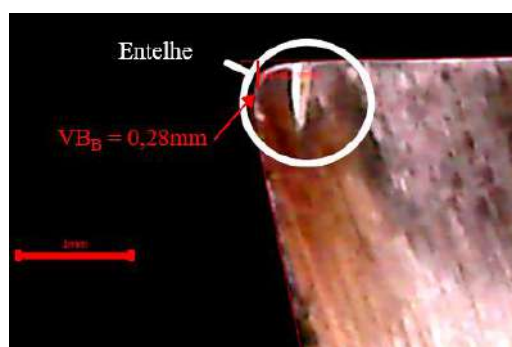


FIGURA 8. Fotografia do desgaste de flanco médio da 1ª ferramenta utilizada para a validação apresentando um entalhe.

Constata-se que, a partir deste ponto, caso a usinagem continuasse, possivelmente haveria a quebra da ferramenta com o avanço do lascamento, conforme observado em estudos posteriores [22,23]. Utilizando uma média para os valores de validação e desvio padrão para as três amostras, obtém-se a curva apresentada na Figura 9, com um intervalo de confiança de 90%.

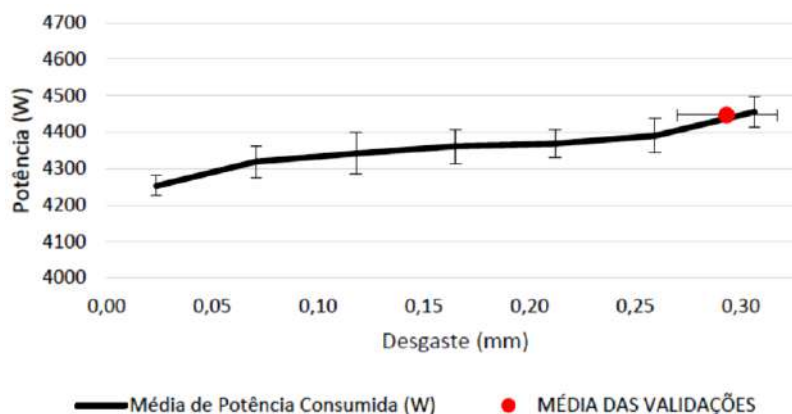


FIGURA 9. Curva de desgaste de flanco médio e média dos valores de validação.

Os valores da média das validações apresentam estatisticamente valores iguais aos da curva de desgaste do sistema, tendo em vista que há intersecção de seus valores no intervalo de confiança. Este resultado apresenta conformidade com estudos anteriores [19,21,24], nos quais métodos de monitoramento e validação semelhantes foram aplicados, validando assim o sistema para seus parâmetros.

4. CONCLUSÃO

Com a análise dos resultados, as seguintes conclusões podem ser destacadas.

- O aparato para o monitoramento do desgaste de flanco da ferramenta montado foi satisfatório para realizar as medições dos desgastes nas ferramentas de aço rápido, bem como para as medições de corrente através do alicate amperímetro as quais geraram os valores de potência.
- Foram obtidos os valores das medições de desgaste de flanco da ferramenta após a usinagem do Aço ABNT 1045, e elaboradas as curvas de desgaste da ferramenta, as quais se mostraram semelhantes a curvas de desgaste já elaboradas em outros trabalhos.
- Foi realizada as validações do sistema de monitoramento obtendo um erro médio de 8% para as medições.
- O sistema de monitoramento apresentou-se válido para o monitoramento do desgaste da ferramenta a partir de dados relacionados a potência consumida pela máquina.

REFERÊNCIAS

- [1] DIMLA, Dimla E.. Sensor signals for tool-wear monitoring in metal cutting operations—a review of methods. *International Journal Of Machine Tools And Manufacture*, [S.L.], v. 40, n. 8, p. 1073-1098, jun. 2000. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0890-6955\(99\)00122-4](http://dx.doi.org/10.1016/s0890-6955(99)00122-4).
- [2] DAN, Li; MATHEW, J.. Tool wear and failure monitoring techniques for turning—A review. *International Journal Of Machine Tools And Manufacture*, [S.L.], v. 30, n. 4, p. 579-598, jan. 1990. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/0890-6955\(90\)90009-8](http://dx.doi.org/10.1016/0890-6955(90)90009-8).
- [3] LIMA, Ramsés Otto Cunha; Vale, Allis Chalmers Nogueira do. Avaliação do desempenho de insertos de metal duro tratados com condicionador de metais no torneamento do aço SAE 1045. 10º Congresso Brasileiro de Engenharia de Fabricação, [S.L.], p. 1-5, 2019. ABCM. <http://dx.doi.org/10.26678/abcm.cobef2019.cof2019-0160>.
- [4] MAIA, C.H.M.; LIMA, R.O. Cunha. Comparative study of surface modification techniques through average flank wear in high speed steel tools coated with thin TiN film. *Surface And Coatings Technology*, [S.L.], v. 366, p. 124-130, maio 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.surfcoat.2019.02.091>.
- [5] LIMA, Ramsés Otto Cunha; ALVES, Clodomiro; MELO, Anderson Clayton Alves de; ALVES, Salete Martins; ARAÚJO FILHO, Lino. New technique for deposition and thermochemical treatment of small parts with complex geometry applied to machining inserts. *Journal Of Materials Research And Technology*, [S.L.], v. 9, n. 6, p. 15811-15823, nov. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jmrt.2020.11.047>.
- [6] LAURO, C.H.; BRANDÃO, L.C.; BALDO, D.; REIS, R.A.; DAVIM, J.P.. Monitoring and processing signal applied in machining processes – A review. *Measurement*, [S.L.], v. 58, p. 73-86, dez. 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.measurement.2014.08.035>.
- [7] AMBHOORE, Nitin; KAMBLE, Dinesh; CHINCHANIKAR, Satish; WAYAL, Vishal. Tool Condition Monitoring System: a review. *Materials Today: Proceedings*, [S.L.], v. 2, n. 4-5, p. 3419-3428, 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.matpr.2015.07.317>.
- [8] SILVA, Rodrigo Henriques Lopes da. Monitoramento do desgaste de ferramenta no fresamento de topo através dos sinais de potência e emissão acústica e redes neurais. 2010. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2010.
- [9] TÖNSHOFF, H.K.; WULFSBERG, J.P.; KALS, H.J.J.; KÖNIG, W.; VAN LUTTERVELT, C.A.. Developments and Trends in Monitoring and Control of Machining Processes. *Cirp Annals*, [S.L.], v. 37, n. 2, p. 611-622, 1988. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0007-8506\(07\)60758-6](http://dx.doi.org/10.1016/s0007-8506(07)60758-6).
- [10] MACHADO, Alisson Rocha et al. Teoria da Usinagem dos Materiais. São Paulo: Blucher, 2009.
- [11] SOUTO, Ulisses B. Monitoramento do desgaste de ferramentas no processo de fresamento via emissão acústica. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2007.
- [12] DOS SANTOS, M.T. Estudo do Monitoramento do Desgaste de Fresas de Topo Baseado em Emprego de Sensores. 1988, Tese de Doutorado, USP, São Paulo.
- [13] CUPPINI, D.; D'ERRICO, G.; RUTELLI, G.. Tool wear monitoring based on cutting power measurement. *Wear*, [S.L.], v. 139, n. 2, p. 303-311, ago. 1990. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/0043-1648\(90\)90052-c](http://dx.doi.org/10.1016/0043-1648(90)90052-c).

- [14] TETI, R.; JEMIELNIAK, K.; O'DONNELL, G.; DORNFELD, D.. Advanced monitoring of machining operations. *Cirp Annals*, [S.L.], v. 59, n. 2, p. 717-739, 2010. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.cirp.2010.05.010>.
- [15] SALGADO, D.R.; ALONSO, F.J.. An approach based on current and sound signals for in-process tool wear monitoring. *International Journal Of Machine Tools And Manufacture*, [S.L.], v. 47, n. 14, p. 2140-2152, nov. 2007. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijmachtools.2007.04.013>.
- [16] SHAO, H.; WANG, H.L.; ZHAO, X.M.. A cutting power model for tool wear monitoring in milling. *International Journal Of Machine Tools And Manufacture*, [S.L.], v. 44, n. 14, p. 1503-1509, nov. 2004. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijmachtools.2004.05.003>.
- [17] AXINTE, D.; GINDY, N.. Assessment of the effectiveness of a spindle power signal for tool condition monitoring in machining processes. *International Journal Of Production Research*, [S.L.], v. 42, n. 13, p. 2679-2691, jul. 2004. Informa UK Limited. <http://dx.doi.org/10.1080/00207540410001671642>.
- [18] CHAVES, B.T.; Casarin, J.J.; Kieckow, F.. Sistema de monitoramento do desgaste de ferramentas de corte em operações de usinagem. In: Congresso brasileiro de engenharia e ciência dos materiais, 21., 2014, Cuiabá. Anais [...]. Cuiabá: CBECIMAT, 2014. p. 3117-3124.
- [19] SILVA, Rodrigo Henriques Lopes da et al. Aplicação de rede neural artificial para monitoramento do desgaste de ferramentas utilizando sinal de emissão acústica e potência de corte. In: congresso brasileiro de engenharia de fabricação, 6., 2011, Caxias do Sul. Anais [...]. Caxias do Sul: ABCM, 2011. p. 1-11.
- [20] CHOUDHURY, S.K.; SRINIVAS, P.. Tool wear prediction in turning. *Journal Of Materials Processing Technology*, [S.L.], v. 153-154, p. 276-280, nov. 2004. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jmatprotec.2004.04.296>.
- [21] CHOUDHURY, S.K; KISHORE, K.K. Tool wear measurement in turning using force ratio. *International Journal Of Machine Tools And Manufacture*, [S.L.], v. 40, n. 6, p. 899-909, maio 2000. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0890-6955\(99\)00088-7](http://dx.doi.org/10.1016/s0890-6955(99)00088-7).
- [22] CUNHA LIMA, Ramsés Otto; MELO, Anderson Clayton Alves de. Análise do desgaste e das avarias em insertos de metal duro após o fresamento com ar quente. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA DE FABRICAÇÃO, 7., 2013, Penedo. Anais [...]. Penedo: Abcm, 2013. p. 1-10.
- [23] LIMA, Ramsés Otto Cunha; MELO, Anderson Clayton Alves de. Hot Milling: a proposal to minimize thermal cracks formation in cemented carbide tools. Volume 15: Safety, Reliability and Risk; Virtual Podium (Posters), [S.L.], p. 1-8, 15 nov. 2013. American Society of Mechanical Engineers. <http://dx.doi.org/10.1115/imece2013-62092>.
- [24] SHARMA, Vishal S.; SHARMA, S. K.; SHARMA, Ajay K.. Cutting tool wear estimation for turning. *Journal Of Intelligent Manufacturing*, [S.L.], v. 19, n. 1, p. 99-108, 3 jul. 2007. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1007/s10845-007-0048-2>.