



**FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA**

**PROPUESTA DE MANTENIMIENTO SINTOMÁTICO
Y PROACTIVO PARA LA TURBINA EÓLICA VESTAS
MODELO V100-2.0MW**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO**

PROF. GUÍA: FRANCISCO FUENTES

FELIPE ALONSO QUINTANA MIÑO

**CURICÓ - CHILE
2021**

CONSTANCIA

La Dirección del Sistema de Bibliotecas a través de su encargado Biblioteca Campus Curicó certifica que el autor del siguiente trabajo de titulación ha firmado su autorización para la reproducción en forma total o parcial e ilimitada del mismo.



Two circular official stamps and handwritten signatures. The left stamp is from the 'DIRECCIÓN SISTEMA DE BIBLIOTECAS' of the 'UNIVERSIDAD DE TALCA'. The right stamp is from the 'SISTEMA DE BIBLIOTECAS CAMPUS CURICO' of the 'UNIVERSIDAD DE TALCA'. Both stamps contain the university's logo.

Curicó, 2022

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia, mis padres, hermano, hermana, sobrina y polola por su apoyo incondicional durante todo este proceso de crecimiento y aprendizaje personal, el cual no solo ha permitido mi perfeccionamiento en el área académica escogida sino también en otras áreas de mi vida.

En segundo lugar, agradecer al equipo directivo, docentes y no docentes que forma parte de la escuela de Ingeniería Civil Mecánica de la universidad de Talca, por el buen trato y la buena disposición que siempre expresaron hacia mi persona ante alguna duda o dificultad.

También agradecer a mi tutor Francisco Fuente, quien fue mi guía y orientador durante este proceso de desarrollo de mi memoria de título y a los profesores de los módulos de memoria, Leonardo Albornoz y Diego Gormaz, quienes me proporcionaron las herramientas necesarias para generar los aspectos formales del desarrollo de este trabajo.

Por último, agradecer a cada una de las personas que me brindaron su apoyo a la distancia y no son nombradas de forma tácita en esta oportunidad.

DEDICATORIA

*Dedicado a mis padres, hermanos,
pareja y a Dios que han hecho
posible concretar este hermoso
sueño. Muchas Gracias*

RESUMEN

En este documento, se presenta una propuesta de mantenimiento sintomático para los subsistemas críticos y la sensorización de la transmisión de la turbina eólica Vestas V100-2MW, con la finalidad de poder contribuir a la confiabilidad y la prolongación de la vida útil del aerogenerador.

En la actualidad una de las energías renovables que ha presentado un mayor crecimiento en las últimas décadas a lo largo del mundo es la energía eólica. Para transformar la velocidad del viento en energía eléctrica, es necesario el uso de las turbinas eólicas. Estos equipos de grandes dimensiones, está formado por un conjunto de sistemas y subsistemas, que debido a múltiples factores son propensos a fallar, además de esto, los fabricantes de los aerogeneradores garantizan una vida útil de 20 años, algo bajo para los 30 años que tiene previsto el Parque Eólico Valle de los Vientos.

Con la finalidad de poder contribuir a prolongar la vida útil de la turbina eólica, se realizará un estudio de los sistemas y subsistemas, a través de los modos y causas de los fallos, para posteriormente determinar, por medio del cálculo de la criticidad y el FMECA, cuáles de ellos son los más críticos. Aparte de esto, se analizarán los distintos ensayos no destructivos y los análisis de vibraciones y de aceite, dado que, con ellos es posible hacerles un seguimiento a los subsistemas para determinar el estado de los componentes y prevenir que una falla incipiente no detectada, se transforme en un problema mayor, afectando a varios componentes del subsistema.

En la presente investigación, se realiza un plan de mantenimiento predictivo el cual va dividido de acuerdo a cada subsistema crítico (dado que son los que requieren de una mayor atención por parte del área de mantenimiento al ser propensos a fallar), contemplando los componentes, modos de fallo, tarea de mantenimiento, frecuencia y responsable. Por otro lado, la propuesta de sensorización (a través de un análisis de vibraciones), se realizaría a la transmisión al ser uno de los elementos que más fallas presenta según los estudios, indicando la posición de los sensores y a que elementos se está tomando la muestra.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|------|
| AGRADECIMIENTOS..... | ii |
| DEDICATORIA..... | iii |
| RESUMEN..... | iv |
| ÍNDICE GENERAL..... | v |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | x |
| ÍNDICE DE GRÁFICOS..... | xiii |
| ÍNDICE DE TABLAS..... | xvi |
| CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1. ANTECEDENTES..... | 2 |
| 1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA..... | 3 |
| 1.3. SOLUCIÓN PROPUESTA..... | 3 |
| 1.4. OBJETIVOS..... | 4 |
| 1.4.1. Objetivo general..... | 4 |
| 1.4.2. Objetivos específicos..... | 4 |
| 1.5. Alcances del proyecto..... | 4 |
| 1.6. Metodologías y herramientas utilizadas..... | 5 |
| 1.7. RESULTADOS ESPERADOS..... | 9 |
| 1.8. Organización del documento..... | 10 |
| CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO..... | 11 |
| 2.1. Energía eólicas como fuente de energía eléctrica..... | 12 |
| 2.1.1. La energía eólica en la actualidad..... | 12 |
| 2.1.2. La energía eólica en Chile..... | 13 |
| 2.1.3. La generación del viento..... | 15 |
| 2.1.3.1. Calentamiento solar desigual..... | 15 |

| | | |
|------------|---|----|
| 2.1.3.2. | La fuerza de Coriolis | 16 |
| 2.1.3.3. | Geografía local | 17 |
| 2.2. | Las turbinas eólicas. | 18 |
| 2.2.1. | Clasificación de las turbinas eólicas..... | 19 |
| 2.2.1.1. | Turbinas eólicas de eje horizontal o eje vertical | 19 |
| 2.2.1.2. | Capacidad de la turbina eólica. | 21 |
| 2.2.1.3. | Turbinas eólicas de accionamiento directo o por engranajes..... | 22 |
| 2.2.1.4. | Turbinas eólicas terrestres o marítimas..... | 22 |
| 2.3. | Análisis de las turbinas eólicas..... | 23 |
| 2.3.1. | Componentes de una turbina eólica..... | 23 |
| 2.3.1.1. | Rotor eólico | 23 |
| 2.3.1.2. | Góndola, Chasis o Nacelle | 24 |
| 2.3.1.3. | Caja de velocidad o Gearbox | 25 |
| 2.3.1.4. | Generador eléctrico | 26 |
| 2.3.1.5. | Regulación y control de potencia y de velocidad..... | 26 |
| 2.3.1.6. | Sistema de orientación del rotor..... | 27 |
| 2.3.1.7. | Torre de sustentación | 28 |
| 2.3.1.8. | Veleta y Anemómetro | 28 |
| 2.3.1.9. | Freno mecánico | 29 |
| 2.4. | Gestión del riesgo. | 29 |
| 2.4.1. | Técnicas de evaluación del riesgo | 30 |
| 2.4.1.1. | Árbol de falla o FTA | 30 |
| 2.4.1.2. | Análisis de modos de falla y efectos AMEF..... | 32 |
| 2.4.1.2.1. | Estructura del sistema. | 33 |
| 2.4.2. | Cuantificación de los riesgos..... | 33 |

| | | |
|---|--|----|
| 2.4.2.1. | Número de prioridad del riesgo (NPR) | 33 |
| 2.4.2.2. | Riesgo (R) | 35 |
| 2.4.3. | El Mantenimiento. | 35 |
| 2.4.3.1. | Qué es el mantenimiento. | 35 |
| 2.4.4. | Tipos de mantenimiento. | 36 |
| 2.4.4.1. | Mantenimiento Correctivo. | 36 |
| 2.4.4.2. | Mantenimiento Preventivo. | 37 |
| 2.4.4.3. | Mantenimiento Predictivo o Basado en la Condición. | 37 |
| 2.4.4.4. | Mantenimiento Proactivo. | 37 |
| 2.4.4.5. | Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) | 37 |
| 2.5. | Monitoreo de condición. | 38 |
| 2.5.1. | Monitoreo de condición en turbinas eólicas. | 38 |
| 2.5.1.1. | Sensorización. | 38 |
| 2.5.1.2. | Curva P-F | 39 |
| 2.5.2. | Análisis de Vibraciones | 40 |
| 2.5.3. | Análisis de Lubricantes | 42 |
| 2.5.4. | Termografía | 45 |
| 2.5.5. | Ultrasonido | 45 |
| 2.5.6. | Radiografía | 46 |
| 2.5.6.1. | Radiografía de Rayos X | 46 |
| 2.5.6.2. | Radiografía Gamma | 46 |
| 2.6. | Normativa Ambiental. | 46 |
| 2.6.1. | Impacto ambiental. | 47 |
| CAPÍTULO 3. DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA | | 48 |
| 3.1. | Análisis técnico del aerogenerador Vestas v100-2.0mw. | 49 |

| | | |
|------------|--|----|
| 3.1.1. | Comportamiento del aerogenerador con el viento..... | 49 |
| 3.1.2. | Componentes del aerogenerador. | 51 |
| 3.1.2.1. | Componentes Mecánicos..... | 51 |
| 3.1.2.1.1. | Rotor: | 51 |
| 3.1.2.1.2. | Palas: | 51 |
| 3.1.2.1.3. | Sistema Pitch: | 52 |
| 3.1.2.1.4. | Transmisión: | 53 |
| 3.1.2.1.5. | Sistema Yaw: | 53 |
| 3.1.2.1.6. | Generador: | 54 |
| 3.1.2.1.7. | Transformador: | 55 |
| 3.1.2.1.8. | Torre: | 55 |
| 3.2. | Análisis árbol de falla de los componentes Principales..... | 56 |
| 3.2.1. | Torre y Cimentación. | 58 |
| 3.3. | ANÁLISIS DE CRITICIDAD VESTAS V100-2MW..... | 59 |
| 3.3.1. | Taxonomía Turbina Eólica. | 59 |
| 3.3.2. | Cálculo de la criticidad. | 60 |
| 3.4. | Desarrollo del FMECA..... | 62 |
| 3.4.1. | Probabilidad de falla de la turbina eólica | 63 |
| 3.4.2. | Severidad, Ocurrencia y Detectabilidad. | 64 |
| 3.4.3. | Desarrollo matriz del FMECA | 67 |
| 3.5. | Propuesta de mantenimiento para los subsistemas críticos | 67 |
| 3.5.1. | Estrategia de mantenimiento seleccionada. | 68 |
| 3.5.2. | Técnicas de monitorización. | 70 |
| 3.5.3. | Desarrollo de propuesta de mantenimiento Sintomático..... | 72 |
| 3.5.4. | Desarrollo de la propuesta de Sensorización | 75 |

| | |
|---|-----|
| CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS | 79 |
| 4.1. Definición | 80 |
| 4.2. Las causas de fallo y su valor NPR para los subsistemas..... | 80 |
| 4.2.1. Rotor | 80 |
| 4.2.1.1. Palas | 80 |
| 4.2.1.2. Pitch..... | 82 |
| 4.2.1.2.1. Cilindros Hidráulicos..... | 82 |
| 4.2.1.2.2. Válvula Proporcional..... | 83 |
| 4.2.1.2.3. Controlador Electrónico..... | 84 |
| 4.2.1.3. Buje..... | 85 |
| 4.2.1.3.1. Buje-Eje Principal..... | 85 |
| 4.2.1.3.2. Buje-Palas | 86 |
| 4.3. Análisis de los Subsistemas con alta criticidad..... | 87 |
| 4.3.1. Subsistema con alta criticidad | 87 |
| 4.3.2. Análisis subsistemas con alta criticidad..... | 88 |
| CONCLUSIONES..... | 92 |
| REFERENCIAS | 99 |
| ANEXO 1: PARQUES EÓLICOS EN CHILE..... | 118 |
| ANEXO 2: PROPIEDADES | 120 |
| ANEXO 3: DESARROLLO ÁRBOLES DE FALLA | 122 |
| ANEXO 4: DESARROLLO FMECA..... | 133 |
| ANEXO 5: PROPUESTAS DE MANTENIMIENTOS PREDICTIVO..... | 155 |
| ANEXO 6: ANÁLISIS DE RESULTADOS..... | 160 |
| ANEXO 7: PROPUESTA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO..... | 189 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 2.1: Instalación de energía eólicas en Estados Unidos año 2020. Fuente: GWEC. [8] .13 | |
| Figura 2.2: Instalación de energía eólicas en América Latina año 2020. Fuente: GWEC. [8] .13 | |
| Figura 2.3: Generación eléctrica de Chile en el mes de Marzo. Fuente: Coordinador eléctrico nacional [11]..... | 14 |
| Figura 2.4: Circulación atmosférica ideal. Fuente: Wind power generation and wind turbine design. [12]..... | 16 |
| Figura 2.5: Estructura capa límite. Fuente: Altura de la capa de mezcla. [13]..... | 18 |
| Figura 2.6: Evolución de las turbinas eólicas. Fuente: Introduction to wind energy systems [14] | 19 |
| Figura 2.7: Turbina eólica de eje horizontal: Fuente: General Specification Vestas [15]..... | 20 |
| Figura 2.8: Tipos de turbinas eólicas con eje vertical. Fuente: Wind power generation and wind turbine design. [12]..... | 21 |
| Figura 2.9: Componentes principales de un Aerogenerador. Fuente: Vestas [16]..... | 23 |
| Figura 2.10: Caja de velocidades de ejes Paralelos. Fuente: Wind energy explained [18] | 25 |
| Figura 2.11: Despiece de una caja de velocidades Planetario. Fuente: Wind energy explained [18] | 25 |
| Figura 2.12: Aerogenerador con sistema activo Pitch. Fuente: Ingeniería de la Energía Eólica [17] | 27 |
| Figura 2.13: Accionamiento sistema YAW. Fuente: Ingeniería de la Energía Eólica [17] | 27 |
| Figura 2.14: Torre de celosía (a) y Torre tubular (b). Fuente: Wind energy explained [18]..... | 28 |
| Figura 2.15: Conjunto Veleta y Anemómetro. Fuente: Fuente de energía [19] | 29 |
| Figura 2.16:Ejemplo de un diagrama de árbol de fallas con sus partes principales. Fuente: Risk Assessment [25]..... | 31 |
| Figura 2.17: Jerarquía del sistema. Fuente: Análisis de criticidad, efectos y modos de fallo (FMECA) [29] | 33 |
| Figura 2.18: Ejemplo de una matriz de criticidad. Fuente: Elaboración propia [29]. | 35 |
| Figura 2.19: Tipos de mantenimientos. Fuente: Elaboración propia [31] [32]. | 36 |
| Figura 2.20: Diagrama de la curva P-F. Fuente: Errores típicos en la interpretación de la curva P-F [44]..... | 39 |

| | |
|--|-----|
| Figura 2.21: Técnicas de monitorización aplicada a las turbinas eólicas. Fuente: Wind turbine condition [33] | 40 |
| Figura 2.22: Límites de vibración según norma ISO 10816-3. Fuente: Rodesprex [34] | 42 |
| Figura 3.1: Características técnicas del viento para los aerogeneradores de 2 MW. Fuente: Vestas [46]..... | 50 |
| Figura 3.2: Velocidades del viento mensual y promedio. Fuente: Explorador Eólico Chile. [47] | 50 |
| Figura 3.3: Árbol de fallas de la Torre y la Cimentación. Fuente: Elaboración propia en el programa Edraw Max. | 59 |
| Figura 3.4: FMECA con los subsistemas más críticos. Fuente: Elaboración propia en Excel.. | 69 |
| Figura 3.5: END y Análisis aplicados a los distintos componentes de la turbina eólica V100-2MW. Fuente Elaboración propia en Excel | 71 |
| Figura 3.6: Imagen en corte de la transmisión PEAB 4440. Fuente: Winergy [128]..... | 75 |
| Figura 3.7: Transmisión PEAB 4440 con los distintos símbolos. Fuente: Winergy [128] | 77 |
| Figura 4.1: Parque eólicos operativos en Chile. Fuente: Generadoras y The wing power..... | 118 |
| Figura 4.2: Parque eólicos operativos en Chile. Fuente: Generadoras y The wing power..... | 118 |
| Figura 4.3: Próximos parque eólicos presentes en Chile. Fuente: Generadoras y The wing power. | 119 |
| Figura 4.4: Los 10 parque eólicos más grandes de Chile. Fuente: Ministerio de Energía. | 119 |
| Figura 4.5: Propiedades acústica de los materiales. Fuente: Manual de pruebas no destructivas (NDT) [39]..... | 121 |
| Figura 4.6: Árbol de fallas del sistema Yaw. Elaboración propia en el programa Edraw Max. | 123 |
| Figura 4.7: Árbol de fallas del sistema del Rotor. Elaboración propia en el programa Edraw Max..... | 124 |
| Figura 4.8: Árbol de fallas del sistema de Palas. Elaboración propia en el programa Edraw Max..... | 126 |
| Figura 4.9: Árbol de fallas del sistema eléctrico y electrónico. Elaboración propia en el programa Edraw Max. | 128 |
| Figura 4.10: Árbol de fallas del tren de poder. Elaboración propia en programa Edraw Max. | 132 |

| | |
|---|-----|
| Figura 4.11: Desarrollo FMECA parte 1. Fuente: Elaboración propia en Excel | 135 |
| Figura 4.12: Desarrollo FMECA parte 2. Fuente: Elaboración propia en Excel | 136 |
| Figura 4.13: Desarrollo FMECA parte 3. Fuente: Elaboración propia en Excel | 137 |
| Figura 4.14: Desarrollo FMECA parte 4. Fuente: Elaboración propia en Excel | 138 |
| Figura 4.15: Desarrollo FMECA parte 5. Fuente: Elaboración propia en Excel | 139 |
| Figura 4.16: Desarrollo FMECA parte 6. Fuente: Elaboración propia en Excel | 140 |
| Figura 4.17: Desarrollo FMECA parte 7. Fuente: Elaboración propia en Excel | 141 |
| Figura 4.18: Desarrollo FMECA parte 8. Fuente: Elaboración propia en Excel | 142 |
| Figura 4.19: Desarrollo FMECA parte 9. Fuente: Elaboración propia en Excel | 143 |
| Figura 4.20: Desarrollo FMECA parte 10. Fuente: Elaboración propia en Excel | 144 |
| Figura 4.21: Desarrollo FMECA parte 11. Fuente: Elaboración propia en Excel | 145 |
| Figura 4.22: Desarrollo FMECA parte 12. Fuente: Elaboración propia en Excel | 146 |
| Figura 4.23: Desarrollo FMECA parte 13. Fuente: Elaboración propia en Excel | 147 |
| Figura 4.24: Desarrollo FMECA parte 14. Fuente: Elaboración propia en Excel | 148 |
| Figura 4.25: Desarrollo FMECA parte 15. Fuente: Elaboración propia en Excel | 149 |
| Figura 4.26: Desarrollo FMECA parte 16. Fuente: Elaboración propia en Excel | 150 |
| Figura 4.27: Desarrollo FMECA parte 17. Fuente: Elaboración propia en Excel | 151 |
| Figura 4.28: Desarrollo FMECA parte 18. Fuente: Elaboración propia en Excel | 152 |
| Figura 4.29: Desarrollo FMECA parte 19. Fuente: Elaboración propia en Excel | 153 |
| Figura 4.30: Desarrollo FMECA parte 20. Fuente: Elaboración propia en Excel | 154 |

ÍNDICE DE GRÁFICOS

| | |
|--|-----|
| Gráfico 4-1: Causas de los fallos con su valor NPR para las Palas. Fuente: Elaboración propia | 82 |
| Gráfico 4-2: Causas de los fallos con su valor NPR para los cilindros hidráulicos. Fuente: Elaboración propia..... | 83 |
| Gráfico 4-3: Causas de los fallos con su valor NPR para la válvula proporcional. Fuente: Elaboración propia..... | 84 |
| Gráfico 4-4: Causas de los fallos con su valor NPR para el controlador electrónico. Fuente: Elaboración propia..... | 85 |
| Gráfico 4-5: Causas de los fallos con su valor NPR para el Buje-Eje principal. Fuente: Elaboración propia..... | 86 |
| Gráfico 4-6: Causas de los fallos con su valor NPR para el Buje - Palas . Fuente: Elaboración propia..... | 87 |
| Gráfico 4-7: Causas de los fallos para los subsistemas críticos. Fuente: elaboración propia.... | 90 |
| Gráfico 4-8: Causas de los fallos con su valor NPR para el Rodamiento principal. Fuente: Elaboración propia..... | 161 |
| Gráfico 4-9: Causas de los fallos con su valor NPR para eje principal. Fuente: Elaboración propia..... | 162 |
| Gráfico 4-10: Causas de los fallos con su valor NPR para el Acoplamiento y Freno. Fuente: Elaboración propia..... | 163 |
| Gráfico 4-11: Causas de los fallos con su valor NPR para la Transmisión. Fuente: Elaboración propia..... | 164 |
| Gráfico 4-12: Causas de los fallos con su valor NPR para los Engranajes. Fuente: Elaboración propia..... | 165 |
| Gráfico 4-13: Causas de los fallos con su valor NPR para el sistema de lubricación. Fuente: Elaboración propia..... | 166 |
| Gráfico 4-14: Causas de los fallos con su valor NPR para el Eje de transmisión. Fuente: Elaboración propia..... | 167 |
| Gráfico 4-15: Causas de los fallos con su valor NPR para los Rodamientos. Fuente: Elaboración propia..... | 168 |

| | |
|---|-----|
| Gráfico 4-16: Causas de los fallos con su valor NPR para el Anemómetro-Veleta. Fuente: Elaboración propia..... | 170 |
| Gráfico 4-17: Causas de los fallos con su valor NPR para el Anemómetro. Fuente: Elaboración propia..... | 170 |
| Gráfico 4-18: Causas de los fallos con su valor NPR para el Motor-Reductor. Fuente: Elaboración propia..... | 172 |
| Gráfico 4-19: Causas de los fallos con su valor NPR para el Aro dentado. Fuente: Elaboración propia..... | 172 |
| Gráfico 4-20: Causas de los fallos con su valor NPR para el Rodamiento Yaw. Fuente: Elaboración propia..... | 173 |
| Gráfico 4-21: Causas de los fallos con su valor NPR para el Freno. Fuente: Elaboración propia..... | 174 |
| Gráfico 4-22: Causas de los fallos con su valor NPR para la Estructura cilíndrica. Fuente: Elaboración propia..... | 175 |
| Gráfico 4-23: Causas de los fallos con su valor NPR para las Fijaciones y la loza de hormigón. Fuente: Elaboración propia..... | 176 |
| Gráfico 4-24: Causas de los fallos con su valor NPR para el Generador. Fuente: Elaboración propia..... | 177 |
| Gráfico 4-25: Causas de los fallos con su valor NPR para los Rodamientos. Fuente: Elaboración propia..... | 178 |
| Gráfico 4-26: Causas de los fallos con su valor NPR para Estator y Rotor. Fuente: Elaboración propia..... | 180 |
| Gráfico 4-27: Causas de los fallos con su valor NPR para el Convertidor. Fuente: Elaboración propia..... | 181 |
| Gráfico 4-28: Causas de los fallos con su valor NPR para el Transformador. Fuente: Elaboración propia..... | 182 |
| Gráfico 4-29: Causas de los fallos con su valor NPR para el Cuadro eléctrico de control y comunicación. Fuente: Elaboración propia..... | 184 |
| Gráfico 4-30: Causas de los fallos con su valor NPR para el Tanque, Tuberías y Válvulas. Fuente: Elaboración propia..... | 185 |

Gráfico 4-31: Causas de los fallos con su valor NPR para la bomba hidráulica. Fuente:
Elaboración propia.....186

Gráfico 4-32: Causas de los fallos con su valor NPR para el Motor eléctrico. Fuente:
Elaboración propia.....188

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1: Características técnicas del Rotor. Fuente: General Specification V100. [48] | 51 |
| Tabla 2: Características técnicas de las Palas. Fuente: General Specification V100. [48]..... | 52 |
| Tabla 3: Características técnicas del sistema Pitch. Fuente: General Specification V100. [48] | 52 |
| Tabla 4: Características técnicas de la Transmisión. Fuente: General Specification V100. [48] | 53 |
| Tabla 5: Características técnicas del Sistema Yaw . Fuente: General Specification V100. [48] | 54 |
| Tabla 6: Características técnicas del Generador . Fuente: General Specification V100. [48] .. | 54 |
| Tabla 7: Características técnicas del Transformador . Fuente: General Specification V100. [48] | 55 |
| Tabla 8: Características técnicas de la Torre . Fuente: General Specification V100. [48]..... | 56 |
| Tabla 9: Principales causas de los fallos en las turbinas eólicas. Fuentes: Failure Modes and Effects. [49] | 56 |
| Tabla 10: Principales modos de fallas en las turbinas eólicas: Fuente: Modes and Effects Analysis [49] | 57 |
| Tabla 11: Principales eventos en la Torre y Cimentación. Fuente: Elaboración propia | 58 |
| Tabla 12: Factores de frecuencia y consecuencia. Fuente elaboración propia [112] [114]..... | 60 |
| Tabla 13: Matiz de criticidad. Fuente: Elaboración propia | 61 |
| Tabla 14: Cálculo de criticidad de subsistemas. Fuente: Elaboración propia [41] [71] [74] [116] [117]..... | 62 |
| Tabla 15: Frecuencia de fallo y tiempo de inactividad para los distintos subsistemas. Fuente: Elaboración propia [71] [74] | 63 |
| Tabla 16: Escala de calificación para la severidad. Fuente: elaboración propia [73] | 65 |
| Tabla 17: Escala de calificación para la ocurrencia. Fuente: elaboración propia [73]..... | 65 |
| Tabla 18: Escala de calificación para la detectabilidad. Fuente: elaboración propia [73] | 66 |
| Tabla 19: Clasificación valores de NPR. Fuente: Elaboración propia. | 66 |
| Tabla 20: Abreviaturas de los END y los Análisis. Fuente: Elaboración propia. | 70 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 21: Propuesta de mantenimiento sintomático-Transmisión. Fuente: Elaboración propia. | 73 |
| Tabla 22: Descripción de los componentes fundamentales de la transmisión. Fuente: Winergy [128] | 76 |
| Tabla 23: Descripción de los distintos símbolos usados en la transmisión. Fuente: Elaboración propia..... | 77 |
| Tabla 24: Modos y causas de los fallos en las Palas. Fuente: Elaboración propia con FMECA. | 81 |
| Tabla 25: Modos y causas de los fallos de los cilindros hidráulicos. Fuente: Elaboración propia con FMECA..... | 83 |
| Tabla 26: Modos y causas de los fallos de la válvula proporcional. Fuente: Elaboración propia con FMECA..... | 84 |
| Tabla 27: Modo y causas del fallo del controlador electrónico. Fuente: Elaboración propia con FMECA. | 85 |
| Tabla 28: Modo y causas del fallo en el Buje- Eje principal. Fuente: Elaboración propia con FMECA. | 86 |
| Tabla 29: Modo y causas del fallo en el Buje - Palas. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 86 |
| Tabla 30: Comparación entre el análisis de criticidad y FMECA. Fuente: Elaboración propia | 87 |
| Tabla 31: Causas de los fallos de los subsistemas con mayor criticidad. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 89 |
| Tabla 32: Propiedades de los lubricantes. Fuente: Lubrication Management [37] | 120 |
| Tabla 33: Requerimiento de sensores para el análisis de vibraciones. Fuente: [42] | 120 |
| Tabla 34: Principales eventos del sistema Yaw. Fuente: Elaboración propia | 122 |
| Tabla 35: Principales eventos del Rotor. Fuente: Elaboración propia | 123 |
| Tabla 36: Principales eventos en el sistema de Palas. Fuente: Elaboración propia..... | 125 |
| Tabla 37: Principales eventos en el sistema eléctrico. Fuente: Elaboración propia..... | 127 |
| Tabla 38: Principales eventos en el tren de poder. Fuente: Elaboración propia..... | 129 |
| Tabla 39: clasificación para la ocurrencia de una falla (O). Fuente: Elaboración propia [72] | 133 |
| Tabla 40: clasificación para la severidad de una falla (S). Fuente: Elaboración propia [72].. | 133 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 41: clasificación para la detectabilidad de una falla (D). Fuente: Elaboración propia [71] | 134 |
| Tabla 42: Propuesta de mantenimiento sintomático-Palas. Fuente: Elaboración propia. | 155 |
| Tabla 43: Propuesta de mantenimiento sintomático-Generador. Fuente: Elaboración propia | 156 |
| Tabla 44: Propuesta de mantenimiento sintomático-Transformador. Fuente: Elaboración propia..... | 158 |
| Tabla 45: Propuesta de mantenimiento sintomático-Torre. Fuente: Elaboración propia..... | 159 |
| Tabla 46: Modos y causas de los fallos en el Rodamiento principal. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 160 |
| Tabla 47: Modos y causas de los fallos en el Eje principal. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 162 |
| Tabla 48: Modos y causas de los fallos del Acoplamiento y del Freno. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 163 |
| Tabla 49: Modo y causas de los fallos de la Transmisión. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 164 |
| Tabla 50: Modo y causas de los fallos de los Engranajes. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 165 |
| Tabla 51: Modo y causas de los fallos en la Lubricación. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 166 |
| Tabla 52: Modos y causas de los fallos del Eje de transmisión. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 167 |
| Tabla 53: Modo y causas de los fallos para los Rodamientos. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 168 |
| Tabla 54: Modo y causas de los fallos para el Anemómetro y Veleta. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 169 |
| Tabla 55: Modos y causas de los fallos del Anemómetro. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 170 |
| Tabla 56: Modos y causas de los fallos del Motor-Reductor. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 171 |
| Tabla 57: Modo y causas de los fallos para la Corona. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 172 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 58: Modo y causas de los fallos para los Rodamientos Yaw. Fuente: Elaboración propia con FMECA..... | 173 |
| Tabla 59: Modo y causas de los fallos para el Freno. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 173 |
| Tabla 60: Modos y causas de los fallos en la Estructura cilíndrica. Fuente: Elaboración propia con FMECA..... | 175 |
| Tabla 61: Modos y causas de los fallos en la Loza de hormigón y Fijaciones. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 176 |
| Tabla 62: Modo y causas de los fallos en el Generador. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 177 |
| Tabla 63: Modo y causas de los fallos en los Rodamientos. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 178 |
| Tabla 64: Modos y causas de los fallos en el Rotor y Estator. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 179 |
| Tabla 65: Modos y causas de los fallos del Convertidor. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 180 |
| Tabla 66: Modos y causas de los fallos del Transformador. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 182 |
| Tabla 67: Modos y causas de los fallos del Cuadro eléctrico, control y comunicación. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 183 |
| Tabla 68: Modos y causas de los fallos del Tanque, Tuberías y Válvulas. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 185 |
| Tabla 69: Modos y causas de los fallos de la Bomba hidráulica. Fuente: Elaboración propia con FMECA..... | 186 |
| Tabla 70: Modos y causas de los fallos del Motor eléctrico. Fuente: Elaboración propia con FMECA | 187 |
| Tabla 71: Propuesta de mantenimiento Predictivo. Fuente: Elaboración propia [134] [135] . | 189 |

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

Uno de los problemas más importantes a nivel mundial, son los niveles de CO₂ y de otros gases de efecto invernadero presentes en la atmósfera, los cuales contribuyen a un aumento en los efectos del cambio climático, debido esto, los países a nivel mundial, han adoptado estrategias para mitigar las consecuencias que generan estos gases [1].

El cambio en la generación de energía, utilizando energías renovables no convencionales ha sido de vital importancia, ya que, Chile debe reducir sus emisiones de gases en un 30%, enfocándose principalmente en las empresas generadoras de energía, las cuales deben disminuir las emisiones de CO₂eq en 17,3 millones de toneladas para el año 2030 [1].

El sistema eléctrico de Chile avanza cada día por cumplir esta meta para el año 2030, esto se ve reflejado, ya que, a febrero del año 2021 el sistema eléctrico nacional (SEN), poseía una potencia instalada de 26.376 [MW] de los cuales el 51,1% es generado a partir de energías renovables. Una de las energías que crece a pasos agigantados, es la energía Eólica, la cual produce 2.527 [MW] equivalentes al 9,6% [2] y ya consta de 50 parques operativos a nivel nacional, mientras que otros 9 proyectos están en fase de desarrollo, construcción o pruebas (ver anexo 1). De todos los parques operativos, hay 10 que son los de mayor capacidad productiva (ver anexo 1), destacando de estos al parque eólico Valle de los Vientos ubicado en la región de Atacama, el cual genera una potencia bruta máxima de 90 [MW] [3].

El parque eólico Valle de los vientos, ubicado en la comuna de Calama, provincia de Loa, región de Atacama, está constituido por 45 aerogeneradores Onshore de alta tecnología marca Vestas modelo V100-2.0 MW, los cuales poseen tres aspas de 100 [m] de diámetro y alcanzan una altura de 105 [m], se estima una vida útil de 30 años para el parque [4]. Para poder garantizar el funcionamiento de los equipos, es fundamental contar con un sistema de monitoreo de los componentes y un plan de mantenimiento adecuado, el cual permite alargar la vida útil de los componentes manteniendo la confiabilidad de las operaciones, reduciendo los costos y las consecuencias que pueda ocasionar una o varias fallas en los equipos.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El parque eólico Valle de los Vientos, tiene una superficie de 896.42 hectáreas y cuenta con 2 etapas en las cuales se albergan 45 generadores “Vestas Modelo V100-2.0 MW”, se prevé que el parque tendrá una vida útil de 30 años [4], mientras que la empresa fabricante de los aerogeneradores tiene un tiempo estimado de vida para los equipos de 20 años [5], de acuerdo a esto, es de vital importancia contar con planes de mantenimiento adecuados para preservar la vida de los componentes y equipos.

En relación a lo anterior, el problema detectado es la falta de un plan de mantenimiento Sintomático y Proactivo para la turbina eólica Vestas V100-2.0 MW, que contribuya a mantener en buen estado los equipos y alcanzar el periodo de tiempo que tiene previsto el parque eólico para su funcionamiento.

1.3. SOLUCIÓN PROPUESTA

Considerando lo expuesto anteriormente en la problemática, en el presente estudio se desarrollará una propuesta de mantenimiento sintomático y proactivo para la turbina eólica Vestas V100-2.0 MW, considerando los riesgos a los cuales están expuesto los componentes, las posibles fallas que pueden ocurrir derivadas de estos peligros y cuáles son los equipos que se ven más afectados.

Además, se considera la sensorización de los equipos más críticos, la finalidad de esto, es indicar la posición en la cual se debe instalar el sensor y a qué componente se le está efectuando la medición, para obtener los datos de funcionamiento lo más preciso posibles, determinando si el subsistema presenta alguna falla en sus componentes.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Elaborar una propuesta de mantenimiento Sintomático y Proactivo para la turbina eólica Vestas V100-2.0 MW, utilizada en el parque eólico Valle de los Vientos, ubicado en la comuna de Calama, provincia de Loa, región de Atacama, Chile.

1.4.2. Objetivos específicos

- Realizar el estudio sobre la energía y las turbinas eólicas, el riesgo, el mantenimiento, los ensayos no destructivos y los análisis de vibraciones y aceite.
- Determinar y analizar los riesgos a los cuales están expuestas las turbinas eólicas y cómo estos afectan los componentes.
- Elaborar los diagramas de los árboles de fallas (FTA), el cálculo de criticidad y el Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (FMECA), para los componentes de la Turbina Eólica Vestas V100-2.0 MW
- Seleccionar el análisis (Vibraciones, Aceite) o el ensayo no destructivo que es factible de aplicar a los componentes de los subsistemas críticos de la Turbina Eólica Vestas V100-2.0 MW, considerando la frecuencia de aplicación y el área encargada de la ejecución de estos.
- Elaborar una propuesta de Mantenimiento Sintomático y Proactivo, para contribuir a la confiabilidad de la turbina eólica Vestas V100-2.0 MW.

1.5. ALCANCES DEL PROYECTO.

En cuanto a los alcances y restricciones se tiene:

- Debido al gran hermetismo que se genera por parte del fabricante del aerogenerador seleccionada, la información relacionada al número, la probabilidad y la tasa de falla que presenta la turbina eólica, se extraerá de los papers y/o artículos técnicos presentes en la web
- La determinación de los modos, los efectos y las causas de los fallos para la turbina eólica seleccionada, será a través de papers y/o artículos técnicos.

- La elaboración de los FTA, el cálculo de criticidad y FMECA se realizará con la información recopilada de papers y/o artículos técnicos, y se ajustarán a la turbina eólica seleccionada.
- La severidad, ocurrencia y la detectabilidad, serán estimados apoyándose en los datos recopilados de papers y/o artículos técnicos.
- La propuesta de sensorización se realizará sobre los equipos críticos, que presentan disponibles planos o croquis de diseño, para este caso solo la transmisión.
- El plan de mantenimiento sintomático se realizará sobre los equipos críticos, dado que son los que requieren mayor atención por parte del área de mantenimiento.

1.6. METODOLOGÍAS Y HERRAMIENTAS UTILIZADAS.

La metodología que se llevará a cabo para el desarrollo de la memoria título, consta en primera instancia de un estudio de la energía eólica y de las turbinas eólicas, con la finalidad de interiorizarse en el tema y conocer las partes y el funcionamiento de los aerogeneradores. En segunda instancia se determinarán los modos, efectos y causas de las fallas, para dar paso a la generación de los ATF, el cálculo de la criticidad y FMECA, los cuales permiten hacer un análisis del riesgo y obtener los componentes críticos de los subsistemas. Por último, realizar la sensorización en los componentes críticos y hacer la propuesta de mantenimiento.

A continuación, se expondrán las principales actividades requeridas para cumplir con los objetivos específicos, así como los recursos y el tiempo para cumplirlos.

Realizar el estudio sobre la energía y las turbinas eólicas, el riesgo, el mantenimiento, los ensayos no destructivos y los análisis de vibraciones y aceite.

Actividades:

- Estudio de la energía eólica.
- Estudio de las turbinas eólicas que existen
- Estudio del riesgo y cómo cuantificarlo.

- Estudio de los tipos de mantenimientos
- Estudio de los ensayos no destructivos y los análisis de vibraciones y de aceite que se pueden aplicar.

Recursos y tiempo:

- Computador, Microsoft Word y Excel, acceso a internet para la búsqueda de material.
- Se dispondrá de dos meses y medio para el desarrollo de esta etapa.

Resultados esperados:

- Los conocimientos para el desarrollo del marco teórico

Determinar y analizar los riesgos a los cuales están expuestas las turbinas eólicas y cómo estos afectan los componentes.

Actividades:

- Recopilación de la información de distintos papers y/o estudios técnicos sobre los modos, efectos y las causas de las fallas en las turbinas eólicas.
- Analizar y seleccionar la información más adecuada para su uso posterior

Recursos y tiempo:

- Computador, Microsoft Word y Excel, acceso a internet para la búsqueda de material.
- Se dispondrá de tres meses para el desarrollo de esta etapa.

Resultados esperados:

- Los modos, los efectos, y las causas de las fallas en los componentes de los subsistemas principales de la turbina eólica
- Los valores de consecuencia y frecuencia de falla
- Los valores para los criterios de severidad, ocurrencia y detectabilidad
- Frecuencia de falla y tiempo de inactividad de los subsistemas

Elaborar los diagramas de los árboles de fallas (FTA), el cálculo de la criticidad y el Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (FMECA), para los componentes de la Turbina Eólica Vestas V100-2.0 MW

Actividades:

- La elaboración de los árboles de fallas
- La elaboración de un FMECA
- Cálculo de la criticidad
- La búsqueda de un programa que me permita hacer los árboles de falla
- La utilización de Excel para hacer el FMECA

Recursos y tiempo:

- Computador, Microsoft Word y Excel, programa EdrawMax, acceso a internet para la búsqueda de material.
- Se dispondrá de cuatro meses y medio para el desarrollo de esta etapa.

Resultados esperados:

- Árboles de falla hechos en el programa EdawMax
- Relación entre las causas y el evento Top en los árboles de falla
- Subsistemas críticos por medio del cálculo de la criticidad
- FMECA hecho en Excel
- Los valores del número de prioridad de riesgo (NPR) para los componentes del aerogenerador.
- Los componentes más críticos de acuerdo a la criticidad y el valor de NPR

Seleccionar el análisis (Vibraciones, Aceite) o el ensayo no destructivo que es factible de aplicar a los componentes de los subsistemas críticos de la Turbina Eólica Vestas V100-2.0 MW, considerando la frecuencia de aplicación y el encargado de esto.

Actividades:

- Seleccionar los componentes de los subsistemas críticos obtenidos del FMECA
- Buscar en internet si está disponible el plano o croquis de diseño de los componentes críticos.
- Asignar a los distintos componentes el ensayo no destructivo o análisis de vibraciones y/o aceite que permita hacer el monitoreo.
- Determinar qué análisis o END que se debe aplicar para hacer el plan de mantenimiento predictivo y la sensorización

Recursos y tiempo:

- Computador, Microsoft Word, acceso a internet.
- Se dispondrá de tres semanas para el desarrollo de esta etapa.

Resultados esperados:

- El END y/o el análisis (vibración, aceite) que permite monitorear los componentes de los subsistemas.
- Plano o croquis de diseño de los subsistemas críticos.
- El subsistema y END y/o análisis para hacer la propuesta de sensorización
- La propuesta de sensorización

Elaborar una propuesta de Mantenimiento Predictivo y Proactivo, para contribuir a la confiabilidad de la turbina eólica Vestas V100-2.0 MW.

Actividades:

- Elaboración del plan de mantenimiento para la turbina eólica

Recursos y tiempo:

- Computador, Microsoft Word y Excel, acceso a internet.
- Se dispondrá de un mes para el desarrollo de esta etapa.

Resultados esperados:

- Definir características del plan de mantenimiento
- Plan de mantenimiento
- Las conclusiones correspondientes al trabajo desarrollado

1.7. RESULTADOS ESPERADOS

Al finalizar el presente trabajo se espera dar a conocer una propuesta de mantenimiento, la cual sirva de apoyo, para preservar y alargar la vida útil de los equipos presentes en la turbina eólica Vestas V100-2MW.

Para conseguir lo anterior, es necesario en primera instancia, dar a conocer los distintos sistemas y componentes que forman parte de una turbina eólica y cómo son capaces de generar energía eléctrica a través del viento. También conocer las técnicas para la evaluación del riesgo, los análisis (vibraciones y aceite) y ensayos no destructivos, y por último los tipos de mantenimiento, los cuales permiten mantener en óptimas condiciones de funcionamiento los aerogeneradores.

Determinar y analizar los distintos modos, efectos y causas que afectan a los componentes de la turbina eólica, con la finalidad de poder hacer los árboles de falla (FTA) y el FMECA, el cual por medio del número de prioridad de riesgo (NPR), permite determinar los componentes críticos presentes en el sistema.

A partir de los equipos críticos, se espera determinar el tipo de análisis (vibraciones y lubricación) o el ensayo no destructivo que mejor se ajuste a las necesidades de los equipos críticos (aquellos que tengan croqui o plano), considerando su correcto montaje y ejecución del procedimiento.

Por último, la creación de un plan de mantenimiento predictivo, el cual contribuya a mantener el equipo funcionando por largos periodos de tiempo, reduciendo los costos de mantenimiento y los tiempos muertos que afectan el rendimiento global del parque eólico.

1.8. ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

En el primer capítulo se dará a conocer una visión general de la memoria de título, exponiendo los antecedentes, la motivación, la descripción del problema y la solución propuesta. A continuación, se detallan los objetivos (general y específicos), los alcances que permiten limitar desarrollo del trabajo y finalmente, la metodología a seguir y los resultados que se esperan obtener.

En el segundo capítulo, se expone toda la información necesaria para comprender y posteriormente poder desarrollar el trabajo. En este punto se detalla, la energía eólica como fuente de energía renovable, luego se hace mención a las turbinas eólicas, considerando los tipos, composición y función de cada uno de los componentes.

Posteriormente, se describe lo que es el riesgo, las herramientas que permiten determinarlo (ATF y FMECA) llegando a conocer, cuáles son los componentes más críticos dentro de los aerogeneradores, por último, detallar los tipos de mantenimiento y los análisis y ensayos no destructivos que es posible de aplicar a los distintos equipos.

El capítulo tres se enfoca en los distintos procesos que hay que desarrollar para llegar al producto final. En los procesos encontramos, la realización de los árboles de fallas, el cálculo de la criticidad y el desarrollo de FMECA, para posteriormente realizar la sensorización del o los componentes críticos y, por último, se tiene el desarrollo de la propuesta de mantenimiento para los subsistemas críticos, la cual busca ser una pauta que contribuya a la preservación de los distintos componentes de la turbina eólica.

El cuarto capítulo muestra los resultados obtenidos en el desarrollo del punto anterior, destacando la utilización de tablas de datos y gráficos para una mejor representación. Se consideran los datos expuestos en el FMECA y el cálculo de la criticidad, para determinar cuáles son los componentes y las causas de fallas que más inciden en la vida útil de la turbina eólica, finalizando con las conclusiones asociadas al desarrollo de la memoria de título.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1. ENERGÍA EÓLICAS COMO FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La creciente necesidad de reducir la emanación de gases contaminantes a la atmósfera y combatir los efectos del calentamiento global, ha generado un aumento en el interés por el desarrollo de energías renovables, que sean amigables con el medio ambiente, como lo son la eólica, solar, hidroeléctrica, geotérmica, hidrógeno y la biomasa, considerándose como un sustituto a los combustibles fósiles [6].

La energía eólica se ha vuelto una opción viable, ya que, elimina esencialmente las emisiones de CO₂, SO₂, NO_x y otros daños generados por residuos, emanados por centrales a carbón y centrales radioactivas, también es una fuente de energía inagotable y gratuita, estando disponible en la mayor parte de las regiones de la tierra de forma muy abundante, pudiendo transformarse en un importante actor en el mercado energético mundial [6].

2.1.1. La energía eólica en la actualidad.

Durante las últimas décadas, la demanda de energía por parte de la población y los sectores industriales ha ido en aumento, con una tasa de crecimiento de 1.8% [6] en la cual, los combustibles fósiles siguen teniendo un elevado liderazgo, representando más del 80% de la demanda energética mundial [6]. Este incremento en el consumo de la energía, se proyectaba hasta el año 2030 viéndose alterado por los efectos de COVID-19, generando una reducción en la demanda energética mundial de un 3.8% a principios del año 2020, llegando a contraerse hasta 6% anual [7].

No todo ha sido desfavorable con la pandemia, mientras los combustibles fósiles reducían su demanda [7], las energías renovables, específicamente la energía Eólica, tuvo un incremento en sus instalaciones a lo largo del mundo, específicamente en China, Estados Unidos y Brasil. Por su parte China duplicó sus instalaciones anuales [8] y Estados Unidos y América latina aumentaron en un 62% su capacidad, alcanzando los valores de 17 GW y 2.3 GW respectivamente [9]

Annual wind installations in the North America in 2020

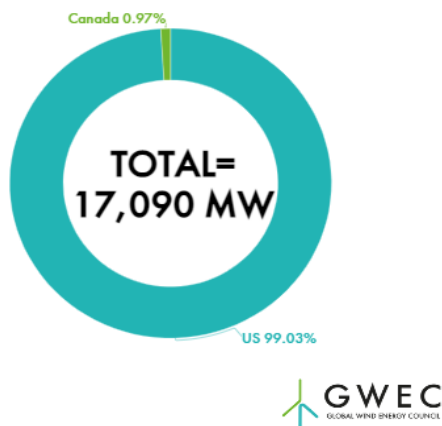


Figura 2.1: Instalación de energía eólicas en Estados Unidos año 2020. Fuente: GWEC. [8]

Annual wind installations in the Latin America in 2020

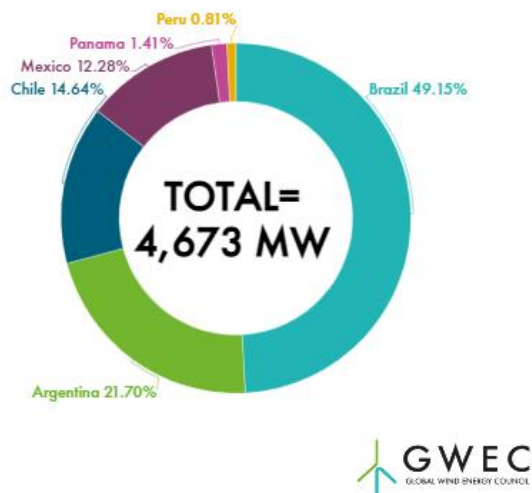


Figura 2.2: Instalación de energía eólicas en América Latina año 2020. Fuente: GWEC. [8]

2.1.2. La energía eólica en Chile

El creciente problema que vive el mundo en relación al calentamiento global ha llevado a Chile a buscar nuevas formas de generar energía de forma más sustentable y amigable con el medio ambiente. Dado esto, el gobierno se ha planteado la meta, que para el 2030 el 75% de la generación de energía eléctrica sea a través de energía renovables y para el año 2050, al menos el 95% de la energía debe provenir de fuentes renovables [10].

Capítulo 2. Marco teórico

En el presente, la energía eléctrica generada por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) durante marzo del año 2021 fue de 6974,7 [GWh], siendo un 3.1% mayor a lo producido en el año 2020 para el mismo período, algo similar sucedió con la demanda de energía, la cual también tuvo un alza de 1.8%, con respecto al mismo periodo del año anterior alcanzando un valor de 11104,8 [MWh/h] [11].

Del total de energía generada en el periodo de marzo, la energía eólica ocupa el quinto lugar (ver figura 2.3) con un valor de 481 [GWh], por debajo de la energía solar, hidráulica, el gas natural y por último el carbón, con una capacidad máxima de generación de 2637 [GWh] [11]

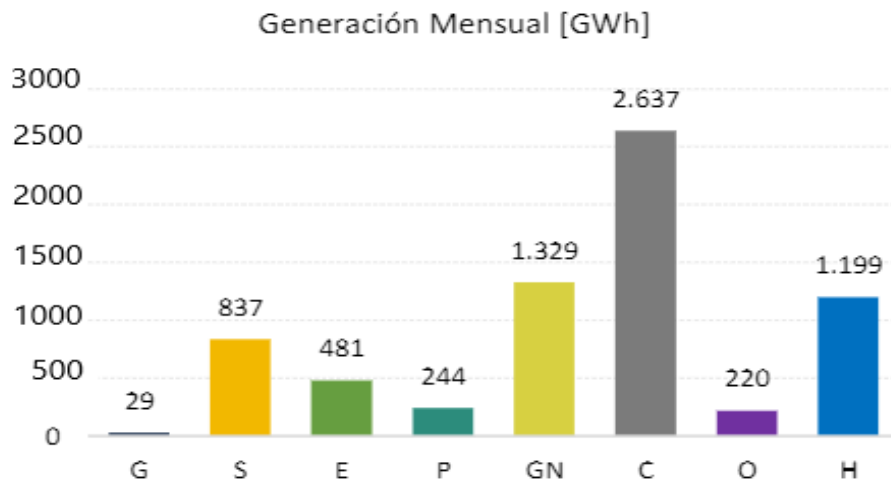


Figura 2.3: Generación eléctrica de Chile en el mes de Marzo. Fuente: Coordinador eléctrico nacional [11]

A pesar que la producción de energía eólica no es muy elevada con respecto a otras energías presentes en el país, ha tenido una evolución desde sus inicios en el año 2007 hasta la fecha de hoy, lo cual se debe a los conocimientos adquiridos en relación al potencial y la localización del recurso natural (zonas con vientos adecuados), los avances tecnológico han permitido desarrollar turbinas eólicas que permiten generar mayor cantidad de energía, haciendo que esta se vuelva más eficiente y pueda competir contra las plantas generadoras a base de combustibles fósiles, por último las leyes, que permiten la participación de las energías renovables no convencionales, aseguran un nivel de precios competitivos y no discriminatorios. Esta evolución, que se ha generado a lo largo de los años hacia la energía eólica, ha permitido el desarrollo de 50 parque eólicos a lo largo del país que se encuentran en funcionamiento y 9 más

que están en fase de desarrollo o de pruebas (ver anexo 1), haciendo de este tipo de energía una opción viable, con un desarrollo cada vez más prometedor.

2.1.3. La generación del viento

El viento es la fuente de energía cinética que permite que las turbinas eólicas puedan generar energía eléctrica, él es el resultado del movimiento del aire debido a los gradientes de presión atmosférica, por lo tanto, el viento fluye de las regiones de mayor a menor presión, mientras mayor es el gradiente de la presión atmosférica, mayor será la velocidad del viento, lo que genera mayor potencia eólica de la turbina.

Debido a los distintos factores que existen en la atmósfera, se vuelve un poco complicada la generación y el movimiento del viento. Los factores más importantes que afectan al viento son:
[12]

2.1.3.1. Calentamiento solar desigual.

Entre los factores que afectan la generación eólica, el más importante es el calentamiento solar desigual de la superficie terrestre, esto es posible atribuirlo a cuatro razones.

- La tierra tiene una forma esférica y gira alrededor del sol en el mismo plano del ecuador, por este motivo la superficie de la tierra es perpendicular a la trayectoria de los rayos solares en el ecuador, pero paralelos a los rayos solares en los polos, esto genera que el ecuador reciba una mayor cantidad de energía por unidad de área, descendiendo esta hacia los polos. Esta cantidad de energía en forma de calor desigual es la que forma un gradiente de temperatura desde el ecuador hasta los polos y un gradiente de presión desde los polos hasta la línea del ecuador, así el aire caliente con menor densidad en el ecuador, se eleva hasta la parte alta de la atmósfera y se desplaza hacia los polos y el aire frío de mayor densidad fluye por la superficie terrestre desde los polos hasta el ecuador.
- El eje giratorio de la tierra tiene una inclinación de $23,5^\circ$ con respecto a su plano elíptico, siendo esta inclinación del eje la que da como resultado durante la revolución alrededor del sol que se genere un calentamiento cíclico desigual, provocando el ciclo de cambios climáticos estacionales y afectando la generación de viento.

Capítulo 2. Marco teórico

- La superficie de la tierra está cubierta por distintos tipos de materiales como son la vegetación, rocas, agua, hielos entre otros, los cuales afectan la tasa de reflexión y absorción de la radiación solar, lo que produce distintas temperaturas, generando un efecto sobre el viento.
- La condición topográfica de la tierra, también es una condición que afecta la formación del viento, ya que los valles, las montañas, las colinas entre otros más, producen radiaciones solares distintas en los sectores donde hay sombra o está muy despejado.

2.1.3.2. La fuerza de Coriolis

La fuerza de coriolis, es aquella generada por la autorotación de la tierra, y es aquella que produce la desviación en la dirección de los movimientos de la atmósfera. Esta fuerza depende de la latitud de la tierra, en el ecuador tiene un valor de cero, mientras su valor máximo lo alcanza en los polos.

En los movimientos atmosféricos a gran escala, la combinación del gradiente de presión debido a la radiación solar desigual y la fuerza de coriolis debido a la autorotación de la tierra, genera que la única celda meridional se rompa en tres celdas convectivas, una para cada hemisferio, la celda de Hadley, la celda de Ferrel y la celda Polar (figura 2.6).

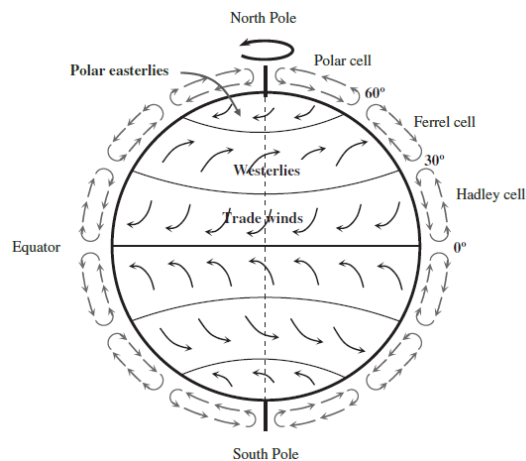


Figura 2.4: Circulación atmosférica ideal. Fuente: *Wind power generation and wind turbine design*. [12]

Cada celda tiene su patrón de circulación, considerando el hemisferio norte la celda de Hadley se encuentra entre la línea del ecuador y los 30° de latitud norte, donde se encuentran los climas

Capítulo 2. Marco teórico

tropicales y subtropicales. En la zona del ecuador el aire caliente se eleva y fluye hacia el polo norte en la atmósfera superior, este aire que está en movimiento es desviado por la fuerza de coriolis para crear los vientos alisios, a los 30° de latitud norte la fuerza se vuelve tan fuerte que equilibra la fuerza del gradiente de presión, dando como resultados, vientos que se desvían hacia el oeste.

El aire acumulado en la atmósfera superior, forma un cinturón de alta presión subtropical que regresa a la superficie de la tierra dividiéndose en dos componentes, uno de estos regresó al ecuador para cerrar la celda de Hadley, mientras que el otro se mueve a lo largo de la superficie de la tierra hacia el polo norte, para formar la celda de Ferrel que se encuentra entre la latitud norte 30° y 60°. El aire circula hacia el polo norte a lo largo de la superficie terrestre, hasta que choca con el aire frío que proviene del polo norte, en esta zona y bajo la fuerza de coriolis el aire se desvía para producir vientos del oeste. Las celdas polares ubicadas entre el polo norte y los 60° de latitud norte, permiten que el aire fluya por la superficie terrestre hacia el ecuador, haciendo que a los 60° el efecto coriolis se vuelva más significativo forzando el flujo de aire hacia el suroeste.

2.1.3.3. *Geografía local*

La superficie de la tierra está en una constante evolución de cambio, ya sea, por una adaptación de la geográfica natural a los nuevos tiempos o por las distintas estructuras artificiales que va creando el ser humano.

La velocidad del viento va variando de acuerdo a la altitud a la que se encuentre, esto se debe principalmente a la acción de rozamiento que se genera con las superficies, conforme vaya descendiendo y aproximándose a la superficie, la velocidad se irá reduciendo. Este efecto es posible clasificarlo en tres zonas de altura, la primera zona, llamada capa de Prandtl es la más próxima a la superficie terrestre, aquí las corrientes de aire se ven muy influenciadas por el efecto de la orografía en el terreno, como las montañas, edificios, árboles o cualquier otro obstáculo que podrían reducir la velocidad del viento al entrar en contacto.

Por encima de la capa de Prandtl y hasta una altura de cercana a los 1000 [m], se encuentra la capa de Ekman, donde los efectos por rozamiento con el terreno son mucho menores y presenta

una menor turbulencia, dado esto el flujo de aire se encuentra a una velocidad próxima a la del viento geostrófico, que solo se ve afectado por las diferencias de temperatura y presiones a esa o alturas superiores [13].

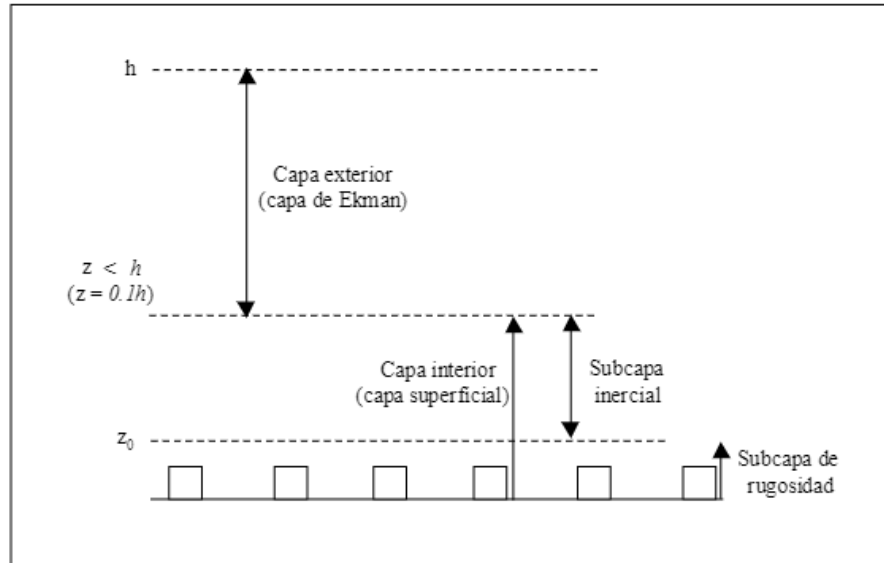


Figura 2.5: Estructura capa límite. Fuente: Altura de la capa de mezcla. [13]

2.2. LAS TURBINAS EÓLICAS.

Las turbinas eólicas o aerogeneradores son máquinas empleadas para transformar la energía del viento en energía eléctrica, su utilización se remonta a la antigüedad, con los característicos molinos de viento que con el paso de los años se fueron transformando en pequeños generadores eléctricos, los cuales llegaban a generar entre 50 a 100 [KW], siendo en los años 80 cuando se instala el primer aerogenerador en Europa, dando inicio a la revolución tecnológica y el desarrollo de equipos más potentes y eficientes que pueda alcanzar valor superiores a los 2 [MW] en los aerogeneradores de gran potencia con diámetros de rotor cada vez más grandes. Cómo es posible apreciar en la figura 2.6, se muestra la evolución que tuvieron los aerogeneradores con el paso de los años, mostrando que a mayor diámetro del rotor mayor es la energía generada [14].

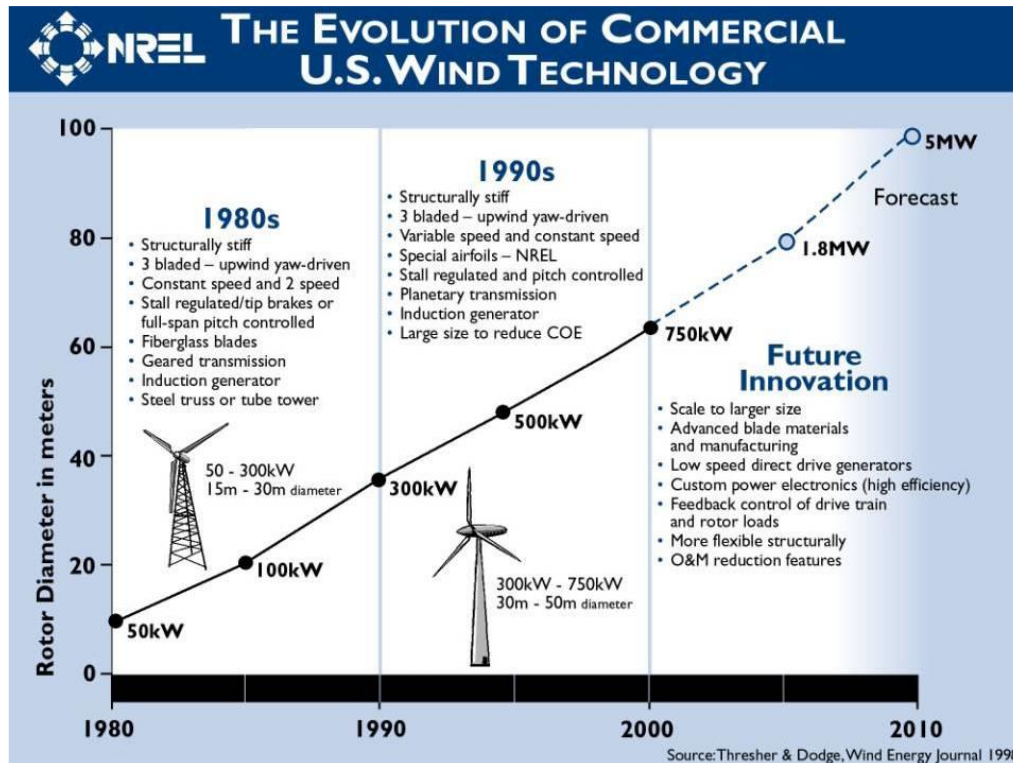


Figura 2.6: Evolución de las turbinas eólicas. Fuente: Introduction to wind energy systems [14]

2.2.1. Clasificación de las turbinas eólicas.

Los notables avances tecnológicos que se han generado en las últimas décadas, no ha sido esquivo para el desarrollo de los aerogeneradores, permitiendo generar avances en aerodinámica, dinámica estructural y micrometeorología, los cuales pueden llegar a contribuir en un aumento anual del 5% en el rendimiento energético de las turbinas eólicas, ayudando a maximizar la producción de energía eléctrica por medio de la eficiencia y la confiabilidad, minimizando el costo de producción [12].

En relación a lo anterior, es posible encontrar varias formas de clasificar las turbinas eólicas, algunas de estas son [12] [14]:

2.2.1.1. Turbinas eólicas de eje horizontal o eje vertical.

Esta clasificación considera la configuración del eje de rotación de las palas del rotor, pudiendo ser de eje horizontal o de eje vertical. La mayoría de las turbinas eólicas comercializadas actualmente son de eje horizontal, en donde el eje de rotación de las palas es paralelo a la

Capítulo 2. Marco teórico

corriente del viento, esta disposición del eje de rotación contribuye a una alta eficiencia de la turbina, una alta densidad de potencia, un funcionamiento a bajas velocidades del viento y por último un bajo costo por unidad de potencia de salida [12]. (Figura 2.7)

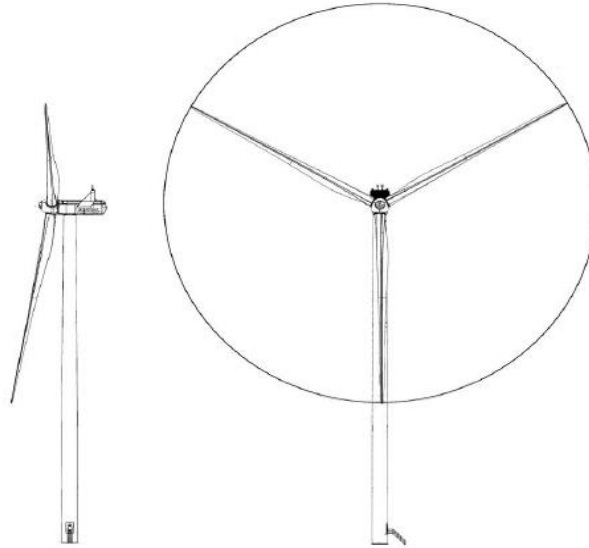


Figura 2.7: Turbina eólica de eje horizontal: Fuente: General Specification Vestas [15]

Las turbinas eólicas de eje vertical, son aquellas que giran con respecto a su eje vertical que es perpendiculares al suelo. La principal ventaja de estas turbinas, es que pueden aceptar el viento desde cualquier dirección, lo que elimina la utilización del control de giro (Yaw control), por otro lado, el sistema de transformación de energía mecánica a eléctrica (generador, caja de engranajes y otros componentes) van instaladas en el suelo, lo que ayuda a simplificar el diseño y reducir los costos en producción, también al ser más simple en su construcción puede operar a alturas muy bajas. Sin embargo, este tipo de turbinas deben utilizar una fuente de energía externa para rotar las palas durante la iniciación, es decir, no tiene la capacidad de auto arranque.

En relación a los modelos de turbinas eólicas de eje vertical, es posible encontrar una gran variedad, todas basándose en diseños similares buscando el mayor rendimiento. Algunos modelos son: Darrius (a), Savonius (b), Solarwind (c), Helical (d), Noguchi (e), Maglev (f), Cochrane (g), estos corresponden a la figura 2.8 [12].

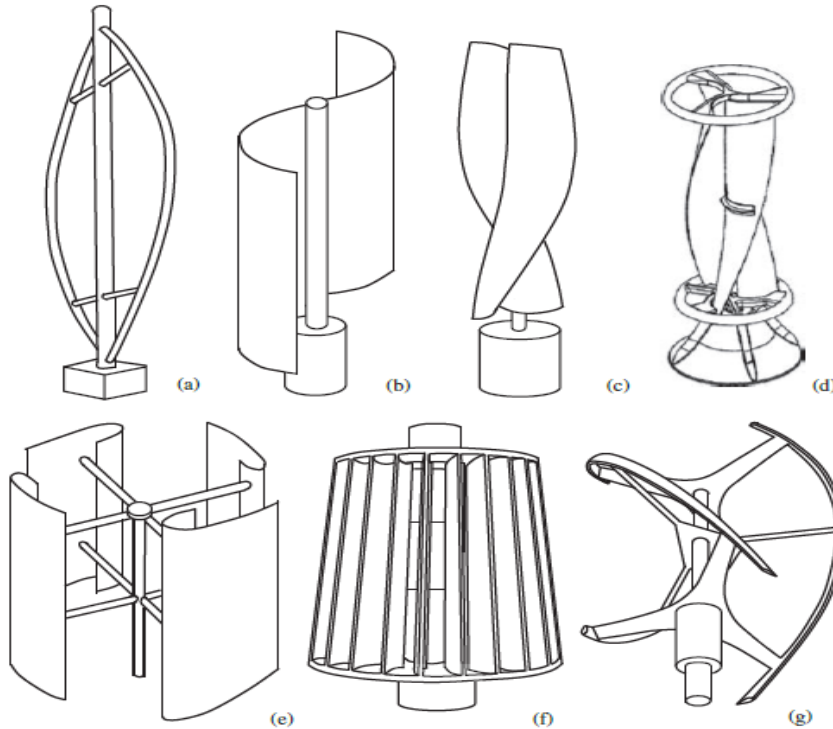


Figura 2.8: Tipos de turbinas eólicas con eje vertical. Fuente: *Wind power generation and wind turbine design*. [12]

2.2.1.2. Capacidad de la turbina eólica.

Las turbinas eólicas pueden dividirse en varias categorías según la capacidad nominal que estas posean, encontrando, turbinas eólicas Micro, Pequeñas, Medianas, Grandes y Extra-grandes. Las microturbinas son adecuadas en lugares donde no está disponible la red eléctrica y pueden ser usadas para alimentar el alumbrado eléctrico, el bombeo de agua, entre otros usos. Gracias a que necesitan velocidades bajas a moderadas de viento, es factible instalarlas en varias zonas del mundo para aprovechar los recursos eólicos y generar energía [12].

Las turbinas eólicas pequeñas, son aquellas que constan con una potencia de salida inferior a 100 [KW], estas turbinas principalmente se han utilizado en casas residenciales, granjas y otras aplicaciones remotas como estaciones de bombeo de agua, sitios de telecomunicaciones entre otras opciones en regiones rurales [12].

Las turbinas medianas, son las más comunes y presentan potencias entre los 100 [KW] a 1 [MW]. Este tipo de turbinas se pueden utilizar tanto dentro como fuera de la red para energía de

Capítulo 2. Marco teórico

aldeas, en sistemas híbridos, en el sistema de distribución y en los parques eólicos. Por otro lado, las turbinas grandes llegan hasta los 10 [MW] y son las más usadas para la generación eléctrica en el mercado internacional, por último, las turbinas ultra grandes tienen una capacidad de más de 10 [MW], pero todavía se encuentran en etapa de desarrollo e investigación [12].

2.2.1.3. *Turbinas eólicas de accionamiento directo o por engranajes*

Las turbinas eólicas pueden clasificarse en sistemas de transmisión directa o transmisión por engranajes. Cuando se requiere un aumento en la velocidad de rotación del rotor y un aumento en la potencia de salida, los aerogeneradores utilizan una transmisión con engranajes de múltiples etapas, que permite tomar la velocidad de rotación del eje de baja velocidad del rotor de las palas y la transforma en una rotación más rápida en el eje de alta velocidad del rotor del generador. La ventaja de usar este sistema de generación con engranajes, es que son más económicos con un tamaño y peso más reducido, sin embargo, la utilización de una caja de cambios tiene la desventaja de que puede reducir la confiabilidad de la turbina eólica, aumentar los niveles de ruidos y las pérdidas mecánicas [12].

Por otro lado, al eliminar la caja de engranajes del sistema generador, el eje del generador se conecta de forma directa al rotor de las palas, generando un sistema superior en términos de eficiencia, confiabilidad y simplicidad de diseño al eliminar la caja de engranajes [12].

2.2.1.4. *Turbinas eólicas terrestres o marítimas*

Las turbinas eólicas terrestre o también llamadas Onshore, tienen una larga trayectoria en desarrollo, presentan una serie de ventajas con respecto a las turbinas marítimas u Offshore, por ejemplo, un menor costo en la cimentación, en la construcción de la torre e instalación de las turbinas y un mejor acceso para realizar las operaciones de mantenimiento [12].

Las turbinas eólicas marítimas, han tenido un desarrollo más rápido desde la década de los 90, debido al excelente recurso eólico marino, dado su intensidad y la continuidad de la energía eólica. Este tipo de turbinas pueden generar una mayor potencia de salida y operar más horas cada año, en comparación con una turbina Onshore, por otro lado, las restricciones ambientales

no son tan severas al instalar los aerogeneradores en el mar, dado que se interviene menos la superficie y los ruidos por funcionamiento no son un problema en el mar [12].

2.3. ANÁLISIS DE LAS TURBINAS EÓLICAS.

2.3.1. Componentes de una turbina eólica

Los aerogeneradores son máquinas de elevada tecnología, formado por varios equipos que en conjunto logran realizar la transformación de la energía. A continuación, se hará una descripción de los principales componentes que forman parte de los aerogeneradores de eje horizontal de tres palas orientadas en contra del viento, dado que son los más usados a nivel mundial y nacional, incluyendo el modelo Vestas V100-2.0 [MW]

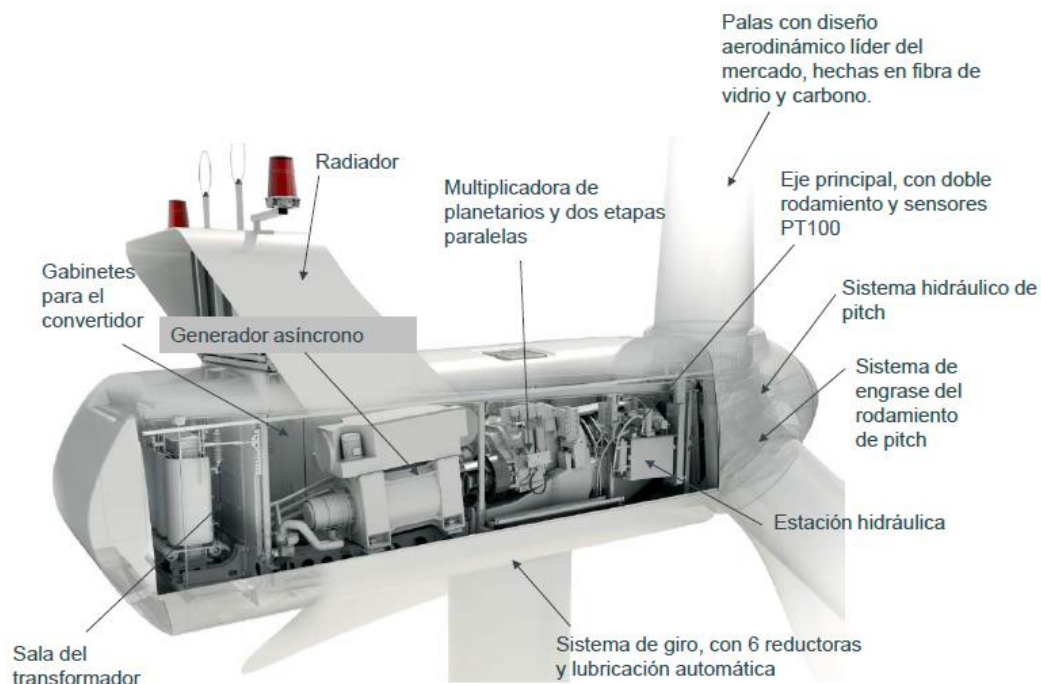


Figura 2.9: Componentes principales de un Aerogenerador. Fuente: Vestas [16]

2.3.1.1. Rotor eólico

El rotor eólico corresponde al conjunto de componentes que giran fuera de la góndola, son aquellos que convierten la energía cinética del viento en energía cinética de rotación del eje. Está compuesto por las palas, cubos o buje y nariz [17].

Capítulo 2. Marco teórico

- Palas

Los rotores en los aerogeneradores modernos suelen ser principalmente de tres palas (aunque existen modelos de dos palas), ya que, presentan menos oscilaciones y un mejor equilibrio de las fuerzas giroscópicas, por otro lado, no requieren de un buje articulado y producen un menor impacto sonoro. Están construidas principalmente con materiales ligeros y muy resistentes, como lo son la fibra de carbono y la fibra de vidrio combinada con resina epóxica. En relación a sus dimensiones, las palas pueden alcanzar longitudes de hasta 50 [m] y velocidades que van comprendidas entre los 10 a los 60 [rpm], para las turbinas de gran tamaño los valores más frecuentes de velocidad son de 10 a 20 [rpm], por último, las palas van montadas sobre el elemento llamada buje [17] [18].

- Cubo o Buje

Es el elemento en el cual se unen las palas y permite transmitir la potencia eólica captada por el rotor hacia la caja de velocidades. En los aerogeneradores de tres palas, el cubo es rígido y está formado por una estructura metálica hueca, por el contrario, en los aerogeneradores de dos palas, este elemento acostumbra a ser basculante, lo cual permite el movimiento de las palas en una dirección perpendicular al plano de giro del rotor con un desplazamiento angular que ronda los 2. 5° más/menos, reduciendo los esfuerzos dinámicos [18].

- Nariz

La nariz es la cubierta metálica con forma cónica, que tiene la función de encarar al viento y desviarlo hacia el tren motor, gracias a su forma aerodinámica impide la deformación de turbulencias y que estas afecten el rendimiento de la turbina eólica [17].

2.3.1.2. *Góndola, Chasis o Nacelle*

Corresponde al cubículo donde se aloja el generador eléctrico, la caja multiplicadora de velocidad (Gearbox) y por último los sistemas de control, regulación, orientación y frenado.

Esta estructura metálica, construida con placas y perfiles de acero, se monta en la parte superior de la torre y es recubierta con una protección frente a las inclemencias del clima (lluvias, rayos, nieve entre otras). En su parte posterior llamada popa, se sitúa el anemómetro y la veleta [17].

2.3.1.3. *Caja de velocidad o Gearbox*

La mayoría de los trenes de transmisión de los aerogeneradores incluyen una caja de cambios, para aumentar la velocidad del eje de entrada al generador. La caja de velocidades es uno de los componentes más pesados y costosos en la turbina eólica, también a parte de aumentar la velocidad ayudan a soportar los cojinetes del eje principal. Existen dos tipos básicos de caja de engranajes, las cajas de ejes paralelos, donde los engranajes se montan en dos a más ejes paralelos y estos ejes están soportados por cojinetes montados en la caja [18].

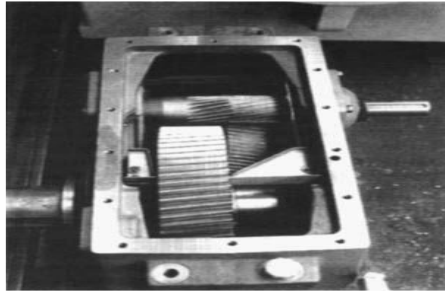


Figura 2.10: *Caja de velocidades de ejes Paralelos. Fuente: Wind energy explained [18]*

Las cajas de engranajes planetarios tienen una serie de diferencias significativas con respecto a las cajas de engranajes ejes paralelos. Principalmente los ejes de entrada y salida son coaxiales y además hay varios pares de dientes de engranajes que engranan en cualquier momento, por lo que se reducen las cargas en cada engranaje, dado esto, las cajas de este tipo son más ligeras y compactas. Cuando el eje de baja velocidad y el portador giran, el engranaje de los planetarios en la corona dentada, obliga a los planetas a girar a una velocidad superior a la del portador. EL engranaje de los planetas con el engranaje solar hace que el también gire, a continuación, el engranaje solar acciona el eje de alta velocidad, al que está rígidamente conectado, este eje de alta velocidad está soportado por cojinetes montados en la caja [18].

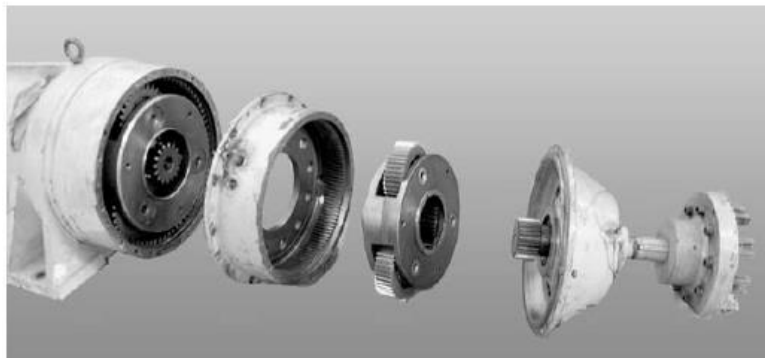


Figura 2.11: *Despiece de una caja de velocidades Planetario. Fuente: Wind energy explained [18]*

Capítulo 2. Marco teórico

2.3.1.4. *Generador eléctrico.*

La generación eléctrica es llevada a cabo por medio del generador situado al interior de la góndola y es accionado por medio del rotor eólico, estos trabajan a velocidades elevadas, alrededor de 1800 [rpm] para 60 [Hz] o 1500 [rpm] para 50 (Hz) [18]. Los generadores utilizados en la producción eólica, va a depender del tipo de tecnología de estos, destacando las siguientes [18]:

- Generador Asíncrono (inducción): para este tipo de generadores existen dos posibilidades, una con rotor en jaula de ardilla y la otra es un rotor bobinado doblemente alimentado.
- Generador Síncrono multipolo: imanes permanentes o electroimanes

Para el caso de los aerogeneradores, el uso de los generadores viene determinado en función a la velocidad de trabajo, de acuerdo a esto, los generadores síncronos de imanes permanentes y los de inducción con rotor doblemente alimentado, se utilizan en rotores eólicos a velocidades variables, mientras que los de inducción con rotor en jaula de ardilla son empleados principalmente con rotores a velocidad constante [18].

2.3.1.5. *Regulación y control de potencia y de velocidad.*

El sistema de regulación y control sirven para regular la potencia del rotor, poder controlar su velocidad de rotación, ya que, cuando la velocidad del viento alcanza valores superiores a los de funcionamiento, este podría ocasionar graves daños al sistema de funcionamiento de la turbina eólica [17].

En la actualidad, el sistema más utilizado es el sistema activo de ángulo de paso Pitch. En este sistema la pala puede girar sobre sí misma, alrededor de su eje longitudinal, con lo que cambia el ángulo de ataque del viento y en consecuencia varía la fuerza aerodinámica que este ejerce sobre la pala, de esta forma es posible regular la velocidad de giro y la potencia del rotor de forma continua. El control se realiza de forma que, para velocidades del viento inferiores a la nominal del aerogenerador, se ajusta el ángulo para extraer del viento la máxima potencia, por

encima de esa velocidad nominal, el sistema se ajusta para mantener constante la potencia captada del viento [17].

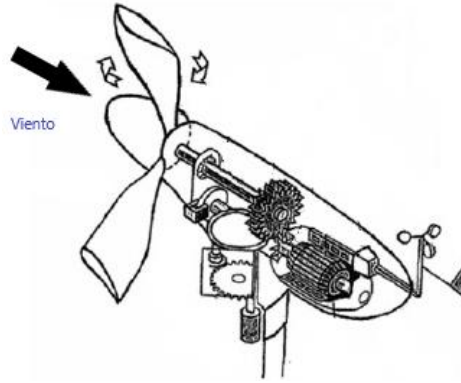


Figura 2.12: Aerogenerador con sistema activo Pitch. Fuente: Ingeniería de la Energía Eólica [17]

2.3.1.6. Sistema de orientación del rotor.

Este sistema tiene por finalidad, la optimización del aprovechamiento de la energía del viento, por medio de la rotación del plano del rotor, el cual debe estar perpendicular a la dirección del viento, este sistema también conocido como mecanismo de Guiñada o YAW. Actualmente el sistema de orientación más utilizado en los grandes aerogeneradores, es el sistema de rotor a barlovento con orientación asistida, el cual, incorpora un sensor (anemómetro y veleta) con un ordenador y en función de la dirección y la velocidad del viento envía las correspondientes órdenes de control a un servomotor para la orientación del plano de giro del rotor. Este servomotor que puede ser eléctrico o hidráulico y acciona a través de un sistema de piñones una corona dentada que a su vez hace girar el plano del rotor para colocarlo perpendicularmente a la dirección del viento [17].

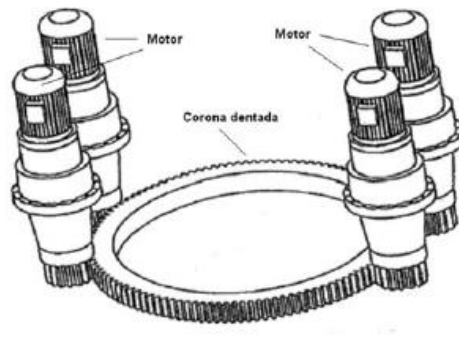


Figura 2.13: Accionamiento sistema YAW. Fuente: Ingeniería de la Energía Eólica [17]

Capítulo 2. Marco teórico

2.3.1.7. Torre de sustentación

Para el diseño de las torres de sustentación, existen dos tipos:

- Torres de celosía: estas torres están hechas de perfiles angulares, por lo cual, requiere de revisiones periódicas para garantizar la resistencia mecánica de la estructura y evitar posibles problemas de resonancias. Por estos motivos estas torres no son utilizadas en grandes aerogeneradores, además de esto, está el problema para acceder a la góndola, ya que se debe hacer por una escalera puesta a la intemperie haciendo dificultoso y peligroso el acceso para los mantenimientos de los equipos (figura 2.14 a) [18].
- Torres tubulares acero: estas torres son usadas en aerogeneradores de grandes potencias, gracias a su buen comportamiento dinámico, a su vez, son de fácil montaje y brindan una mayor seguridad tanto para las personas que hacen los mantenimientos como para los equipos que se encuentran en la góndola. El criterio de fabricación más sencillo de las torres tubulares es mediante la unión de varios tramos cilíndricos. El número de tramos habitual suele ser dos o tres, para alturas de torre superiores a 60m. (figura 2.14 b) [18].

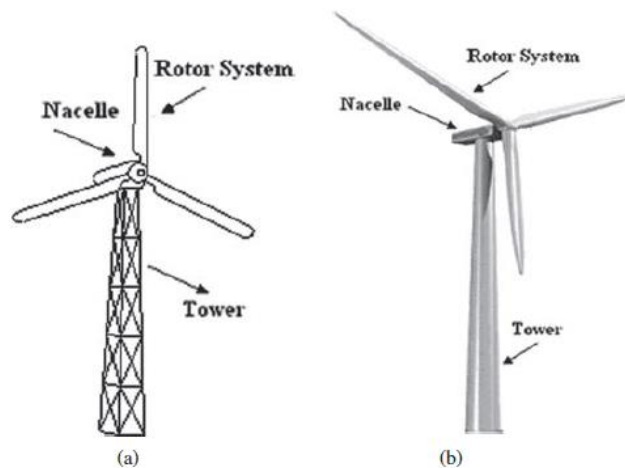


Figura 2.14: Torre de celosía (a) y Torre tubular (b). Fuente: Wind energy explained [18]

2.3.1.8. Veleta y Anemómetro.

Todos los aerogeneradores constan de una Veleta y un Anemómetro, los cuales se encuentran ubicados en la parte superior de la góndola. Estos dos componentes son utilizados para medir la velocidad del viento (anemómetro) y la dirección de este (veleta).

El anemómetro está constantemente mandando señales electrónicas sobre la velocidad del viento al sistema de control, una vez que se alcanza una velocidad de 5 [m/s] el sistema permite la conexión del aerogenerador para que comience a funcionar. Para proteger al sistema, éste se

detendrá, una vez que el viento alcance velocidades superiores a los 25 [m/s]. En cambio, las señales de la veleta permiten girar el sistema, de acuerdo a la dirección del viento, por medio del sistema yaw, lo que permite aprovechar de mejor manera la energía del viento, haciendo de este un sistema más eficiente [19].



Figura 2.15: Conjunto Veleta y Anemómetro. Fuente: Fuente de energía [19]

2.3.1.9. Freno mecánico.

Este sistema tiene como función la de actuar como freno de estacionamiento, permitiendo que el sistema pueda detenerse cuando se requiere hacer los trabajos de mantenimiento, es decir, evita que el rotor comience a girar cuando la turbina no está en funcionamiento. Se compone de dos sistemas independientes uno que es hidráulico y otro mecánico de bloqueo del rotor [18].

Por lo general, la acción de frenado desde el inicio hasta que se detiene el rotor, es menor a cinco segundos. En el caso de las frenadas de emergencias, el freno es el que debe absorber toda la energía cinética proveniente del rotor a partir de cualquier energía adicional que se pueda producir durante el periodo de parada.

2.4. GESTIÓN DEL RIESGO.

La gestión del riesgo es un enfoque proactivo frente a esta situación y tiene como objetivo, evitar o minimizar los daños. Este proceso identifica los posibles fallos y evalúa el daño que estos pueden causar, por medio de la información obtenida. Se realiza una planificación de las acciones destinadas a reducir la probabilidad de ocurrencia de los fallos o para limitar el daño que estos puedan causar. El proceso de gestión del riesgo se puede dividir en cuatro etapas claves (figura 2.16), las cuales son [24] [25]:

1. Identificación de los riesgos: el proceso de la gestión del riesgo comienza con la identificación de riesgos, lo que involucra a todo el conjunto de factores que ponen en riesgo a los componentes y sistemas, en esta etapa podemos identificar [20] [21] [22]:
 - a. Riesgos de diseño en los componentes: relacionados con la selección de los materiales y procesamientos, combinado a la complejidad de los diseños de cada pieza.
 - b. Riesgos operativos: relacionados al correcto funcionamiento de los distintos equipos y componentes, así como el montaje adecuado de estos.
 - c. Riesgo de mantenimiento: riesgos ocasionados por la mala o nula ejecución de las políticas y planes de mantenimiento.
 - d. Riesgos ambientales: principalmente se relacionan con las condiciones externas, que afectan el correcto funcionamiento del aerogenerador y traen consigo esfuerzo que desgastan los componentes propiciando el fallo de estos. Ejemplo de esto es el clima, con viento a velocidades sobre 25 [m/s], rayos y bandadas de pájaros.
2. Análisis de riesgo: una vez identificado el riesgo es necesario estimar las posibles consecuencias sobre los distintos sistemas y componentes
3. Control de riesgo: una vez realizado el análisis de riesgo, es necesario evaluar las posibles soluciones, desarrollando una planificación de las acciones a realizar para reducir o eliminar los fallos o las causas que están generando estos fallos.
4. Monitoreo y retroalimentación: con los planes y medidas adecuadas es posible reducir los riesgos y posterior a esto es necesario realizar un seguimiento de las medidas ejecutadas, buscando formas de mejora continua en los procesos reduciendo cada vez más el riesgo en los procesos.

2.4.1. Técnicas de evaluación del riesgo

2.4.1.1. Árbol de falla o FTA

El análisis del árbol de fallas es un diagrama lógico descendiente que muestra las interrelaciones entre un evento potencialmente peligroso en un sistema y las causas de este evento. Las causas en el nivel más bajo se denominan eventos básicos y pueden ser fallas de componentes, las condiciones ambientales, errores humanos y eventos normales (son aquellos que se espera que

ocurran durante la vida útil del sistema). Este análisis es uno de los métodos más utilizados en el estudio del riesgo y la confiabilidad, siendo los principales objetivos [23] [25]:

1. Identificar todas las combinaciones posibles de eventos básicos que pueden resultar en un evento peligroso en el sistema.
2. Encontrar la probabilidad de que un evento peligroso ocurra durante un intervalo de tiempo especificado
3. Para identificar aspectos del sistema que necesitan ser mejorados para reducir la probabilidad de eventos peligrosos.

Una falla del sistema se descompone en fallas del subsistema y las fallas del subsistema, y así sucesivamente hasta que se alcanzan los eventos básicos. Al conocer la estructura del árbol de fallas y las probabilidades básicas de los eventos, la síntesis se puede utilizar para determinar las propiedades de fallas del sistema, como la probabilidad de los eventos TOP y la clasificación de importancia de los diversos subsistemas y eventos básicos [25].

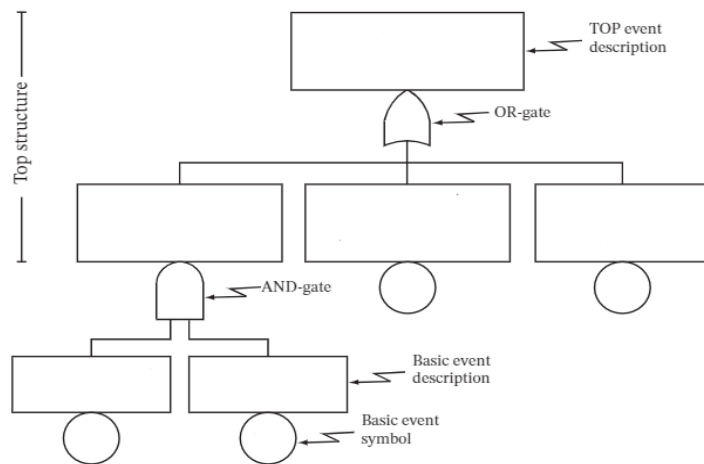


Figura 2.16: Ejemplo de un diagrama de árbol de fallas con sus partes principales. Fuente: Risk Assessment [25]

En la figura 2.16, se puede ver la estructura de un diagrama de árbol de fallas, donde se detalla el evento TOP, seguido del uso de las compuertas lógicas y por último la descripción de los eventos básicos.

Capítulo 2. Marco teórico

2.4.1.2. *Análisis de modos de falla y efectos AMEF.*

También conocido como FMECA (análisis de modos de fallos, efectos y criticidad), es un procedimiento sistemático para la identificación de fallas potenciales, durante las etapas de diseño o de operación, con el objetivo de eliminar o minimizar el riesgo de fallas por medio de las acciones preventivas y correctivas pertinentes.

La aplicación de esta metodología se realiza no solo en los procesos de diseño sino también en los procesos de mejora, su desarrollo se compone de diez fases [26] [27] [28]:

- Fase 1. Formación del equipo
- Fase 2. Definición de la máquina o el proceso
- Fase 3. Descripción de las funciones
- Fase 4. Listar modos de fallo potenciales
- Fase 5. Definir los efectos de los fallos
- Fase 6. Describir las causas
- Fase 7. Listar los controles actuales
- Fase 8. Calcular el número de prioridad de riesgo
- Fase 9. Decidir acciones de mejora
- Fase 10. Revisar situación de mejora.

El FMECA (análisis de modos de fallos, efectos y criticidad) es una combinación, entre un análisis AMEF y una clasificación o jerarquización del grado de criticidad del riesgo, es normalmente empleada para la planeación del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), ya que permite lograr un entendimiento global del sistema, así como del funcionamiento y la forma en la que pueden presentarse las fallas de los equipos que componen el sistema [30].

Las acciones que se recomiendan derivadas del análisis FMECA, por lo general quedan definidas como acciones o tareas de mantenimiento, lo que permite diseñar una estrategia completa de mantenimiento aplicando criterios de riesgo para cada activo o equipo considerado en la evaluación, pudiendo evaluar el impacto del plan y asegurar que este es aplicado a los equipos que presentan un mayor riesgo.

2.4.1.2.1. Estructura del sistema.

La estructura del sistema FMECA se compone de las siguientes fases [25] [29] [30]:

1. Información requerida de la estructura del sistema: es la relación de los elementos del sistema, sus características, funciones, la importancia dentro de la organización y las entradas y salidas del sistema
2. Límites del sistema para el análisis: corresponde a la relación física y funcional con el entorno, es decir, con los sistemas con los que interactúa.
3. Niveles de análisis: para un correcto análisis y determinación de los fallos es necesario determinar los niveles de subdivisión del sistema, estos niveles son fijados por el equipo en función de los resultados deseados y la información con la que se disponga.

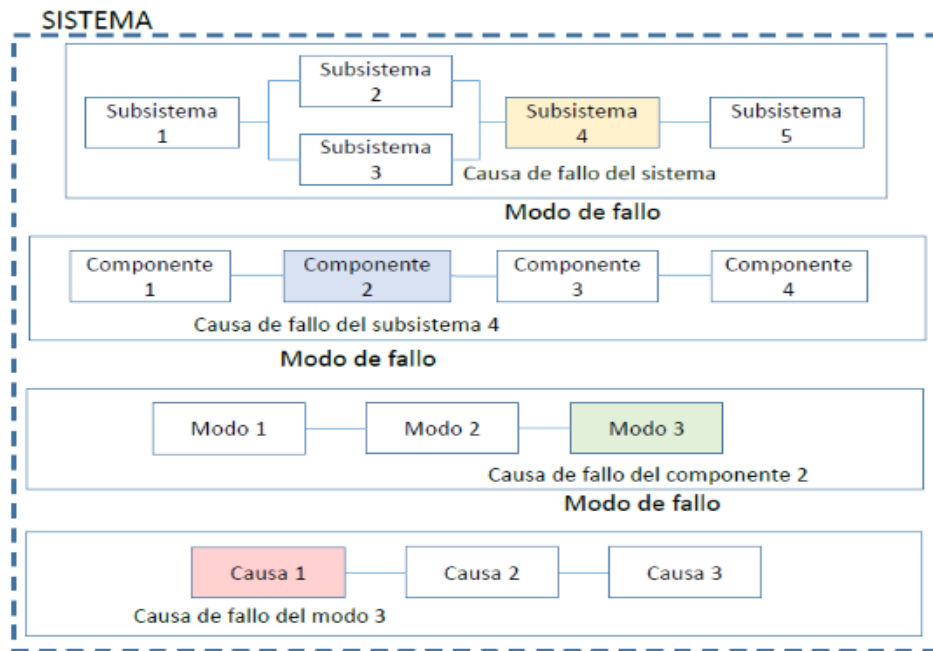


Figura 2.17: Jerarquía del sistema. Fuente: Análisis de criticidad, efectos y modos de fallo (FMECA) [29]

2.4.2. Cuantificación de los riesgos

2.4.2.1. Número de prioridad del riesgo (NPR).

Es utilizado para obtener un valor numérico que permita obtener los modos de fallo según su criticidad. Este número está conformado de tres factores [26] [25]:

Capítulo 2. Marco teórico

- Índice de Gravedad o Severidad (S): para cada modo de falla, se considera y se puntúa el peor efecto que tiene en el componente o sistema el fallo especificado. Es importante considerar que todas las causas que tienen el mismo efecto tienen la misma gravedad. Cada efecto tiene un número de gravedad que va desde el 1 (sin peligro) hasta el 10 (crítico) [26].
- Índice de Ocurrencia (O): es la probabilidad de que ocurra un modo de fallo, dependiendo de la probabilidad de ocurrencia de la causa, este número de probabilidad puede ir del 1 al 10 indicando menor o mayor ocurrencia [26].
- Índice de Detección (D): se evalúa la probabilidad de detectar un defecto antes de que ocurra la falla, se asocia a la probabilidad de que el plan de control detecte el modo de fallo [26].

Es necesario calcular las tasas de fallo de los modos de fallo para diferentes condiciones ambientales u operativas, en general se cumple [29]:

$$\lambda_i = \lambda_j * \alpha_i * \beta_i \quad (1)$$

Donde:

λ_i : Tasa de fallo para un modo de fallo i

λ_j : Tasa de fallo del elemento j

α_i : Probabilidad de que el elemento tenga el modo de fallo i

β_i : Probabilidad condicionada del efecto de fallo cuando se produce el modo de fallo i

Para casos más complejos, donde se considera el tiempo de funcionamiento (t_j) y todos los modos de fallo de un elemento, se define un valor de criticidad del modo de fallo (C_i) [29]

$$C_i = \lambda_i * t_j \quad (2)$$

$$C_i = \lambda_j * \alpha_i * \beta_i * t_j \quad (3)$$

La probabilidad de ocurrencia del modo de fallo por un tiempo t_j se determina de la siguiente manera [29]:

$$P_i = 1 - e^{-C_i} \quad (4)$$

El valor de criticidad del elemento j para todos los m modos de fallo es [29]:

$$C_j = \sum_1^m \lambda_j * \alpha_i * \beta_i * t_j \quad (5)$$

La fórmula correspondiente al número de prioridad del riesgo es [25]:

$$NPR = S * O * D \quad (6)$$

Donde:

S: índice de Gravedad

O: índice de Ocurrencia

D: índice de Detección

La matriz de criticidad en la cual se presenta el valor de NPR frente a la gravedad, permite establecer la prioridad de las acciones encaminadas a eliminar o atenuar los efectos de ciertos modos de fallo.

2.4.2.2. Riesgo (R)

El riesgo se evalúa mediante una medida subjetiva de la severidad del efecto y una estimación de la probabilidad esperada de ocurrencia durante un cierto periodo de tiempo [29].

$$R = S * O \quad (7)$$

La criticidad es posible representarla por medio de una matriz, en donde los límites entre baja, media y alta criticidad se definen por el analista, así como también las severidades asignadas y la frecuencia de ocurrencia de las causas de fallo.

| | | SEVERIDAD | | | |
|-----------|----------|--------------|------------|----------|----------------|
| | | Catastrófico | Importante | Marginal | Insignificante |
| OCURENCIA | Alto | 4 | 4 | 3 | 2 |
| | Medio | 4 | 4 | 3 | 2 |
| | Bajo | 4 | 4 | 3 | 2 |
| | Muy Bajo | 4 | 3 | 3 | 2 |
| | Remoto | 3 | 2 | 2 | 1 |

Figura 2.18: Ejemplo de una matriz de criticidad. Fuente: Elaboración propia [29].

2.4.3. El Mantenimiento.

2.4.3.1. Qué es el mantenimiento.

Se entiende por mantenimiento, al conjunto de técnicas destinadas a conservar equipos e instalaciones en servicios durante el mayor tiempo posible, con la finalidad de buscar la más alta disponibilidad y el máximo rendimiento [31].

El mantenimiento al ser un conjunto de técnicas, debe ser gestionado para obtener el máximo resultado durante su ejecución, de acuerdo a esto, es importante poder definir una estrategia de mantenimiento de acuerdo a los siguientes objetivos [32]:

- Asegurar la disponibilidad de los elementos para la función requerida al costo mínimo
- Considerar los requerimientos de seguridad tanto para las personas como para cualquier otro elemento asociado
- Mantener la disponibilidad de los componentes y equipos
- Considerar el impacto sobre el medio ambiente

2.4.4. Tipos de mantenimiento.

Los tipos de mantenimientos, corresponden a la forma en que vamos a abordar y decidir cómo vamos a mantener los distintos equipos y componentes. De acuerdo a esto, encontramos cuatro tipos de mantenimientos, lo cuales son [31] [32]:

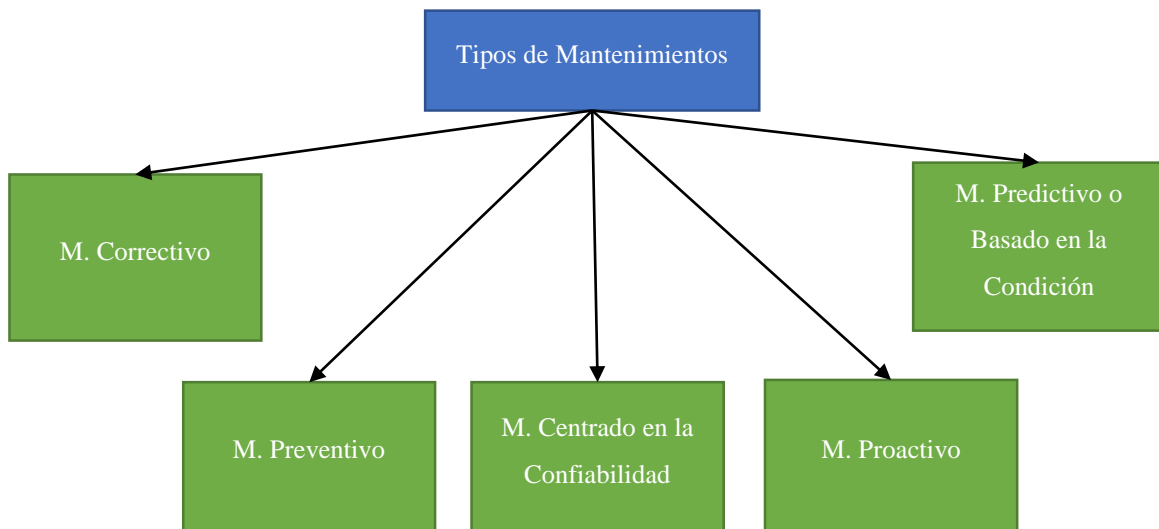


Figura 2.19: Tipos de mantenimientos. Fuente: Elaboración propia [31] [32].

2.4.4.1. Mantenimiento Correctivo.

Es el conjunto de tareas y acciones destinadas a corregir los efectos de las fallas una vez que se reconocen las averías que se van presentando en los distintos equipos, devolviendo su estado de funcionalidad [31].

Capítulo 2. Marco teórico

2.4.4.2. *Mantenimiento Preventivo.*

Es el mantenimiento que se realiza a intervalos de tiempos predeterminados o de acuerdo con ciertos criterios establecidos y que están destinados a reducir las probabilidades de fallos o la degradación del funcionamiento de un elemento [32].

2.4.4.3. *Mantenimiento Predictivo o Basado en la Condición.*

El mantenimiento predictivo o también conocido como mantenimiento basado en la condición (CBM), es aquel que busca conocer e informar permanentemente el estado y operatividad de las instalaciones, mediante el conocimiento de los valores de determinadas variables, representativas del estado y operatividad del equipo. Para la aplicación es necesario identificar variables físicas (temperatura, vibración, consumo de energía entre otras) cuya variación sea una indicación de posibles problemas que puedan estar apareciendo en el equipo. Este tipo de mantenimiento es el más tecnológico, pues requiere de medios técnicos avanzados y de fuertes conocimientos por parte del personal humano que debe ejecutar estas acciones de mantenimiento [31].

2.4.4.4. *Mantenimiento Proactivo.*

Es un mantenimiento dirigido fundamentalmente a la detección y corrección de las causas que generan un desgaste prematuro de los componentes y conducen a que posteriormente se produzca la falla del equipo.

2.4.4.5. *Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)*

Es aquel proceso, el cual permite determinar cuáles son las tareas de mantenimiento adecuadas, para los distintos equipos de una organización. Este tipo de mantenimiento se basa en la norma SAE JA1011, donde se especifican los requerimientos que debe cumplir un proceso para ser reconocido como un RCM, en los cuales se incluye, la función del equipo, el estado de las fallas, las posibles causas, efectos y consecuencias de estas fallas y, por último, los planes de acción para prevenir y corregir estas fallas [43].

2.5. MONITOREO DE CONDICIÓN.

2.5.1. Monitoreo de condición en turbinas eólicas.

En el año 2007 comenzaron a surgir los primeros estudios relacionados con la búsqueda de estrategias de mantenimiento más eficientes para las turbinas eólicas, al mismo tiempo de esto, se comienzan a desarrollar los sistemas de monitoreo para vigilar constantemente el correcto funcionamiento de los equipos.

Para poder implementar un mantenimiento basado en la condición, se debe contar con un sistema de monitoreo, que aporte la información del estado de los aerogeneradores, que posteriormente serán analizados, determinando los posibles riesgos de averías y con esto fijar las acciones de mantenimiento óptimas para llevar a cabo.

2.5.1.1. Sensorización.

Los sensores que son utilizados para el monitoreo de condición, considerados dentro del análisis de vibraciones son los acelerómetros, transductores de velocidad y los transductores de desplazamiento. El sensor más utilizado para las vibraciones son los acelerómetros, los cuales, aparte de ser instalados en diferentes posiciones del tren motriz, existen varios tipos sensores, dependiendo del tipo de frecuencia que estén midiendo (muy baja o muy alta). La selección de un sensor no depende solo de la frecuencia, también es necesario considerar el rango dinámico y la sensibilidad del sensor. Para la selección del tipo de sensor para el monitoreo basado en vibraciones, es posible basarse en la norma ISO 13373-1 [42], la cual proporciona una descripción general de los tipos de transductores que se utilizan y la frecuencia de aplicación que tienen. Para el caso de las turbinas eólicas, una nomenclatura estándar para el uso de los sensores incluyendo sus posiciones y orientación se encuentran en la ISO 61400-25-6 [42], la cual detalla cómo se debe hacer siendo una guía, dado que no hay una posición específica debido a la gran variedad de posiciones que tienen los componentes dentro del diseño de los aerogeneradores.

En el anexo 2 se muestra la tabla 2, resumen de los requisitos mínimos con respecto al número de sensores, la posición, la orientación y el rango de frecuencia [42].

2.5.1.2. Curva P-F

La curva P-F es una representación gráfica, la cual refleja cuándo, cómo y por qué debe aplicarse la estrategia predictiva para lograr una optimización en los planes de mantenimiento, también se logra un mayor rendimiento de los equipos, específicamente en los rodamientos que pueden alargar su vida útil hasta cinco veces [44].

La curva P-F presenta ciertos puntos clave, los cuales son los siguientes [44]:

- I: momento de instalación del equipo, es la etapa posterior al diseño, construcción y puesta en servicio.
- FSP: momento cuando se produce el fallo, pero no es identificable dado que el fallo no es detectado
- P: momento en el que se detecta el fallo por alguna técnica predictiva, pruebas o inspección
- F: momento en que la máquina sufre un fallo funcional
- TF: momento en el que se produce el fallo total, con graves consecuencias.

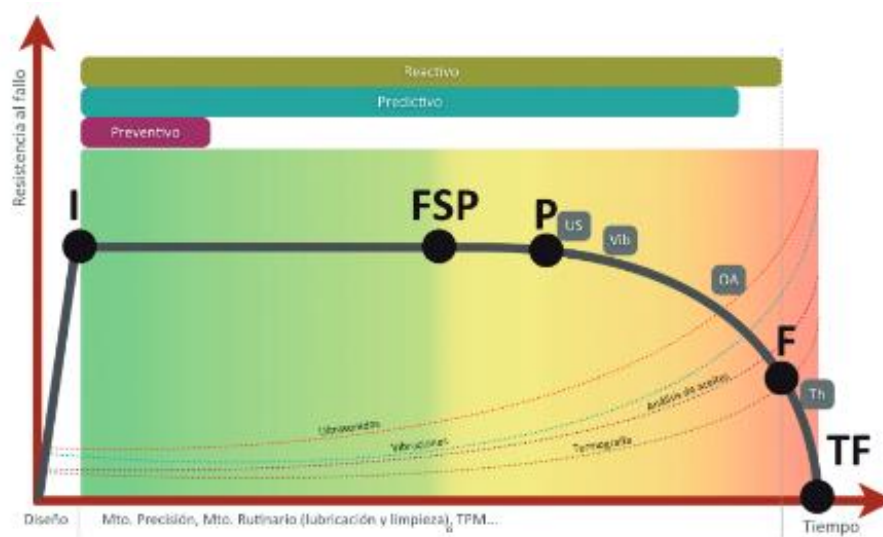


Figura 2.20: Diagrama de la curva P-F. Fuente: Errores típicos en la interpretación de la curva P-F [44]

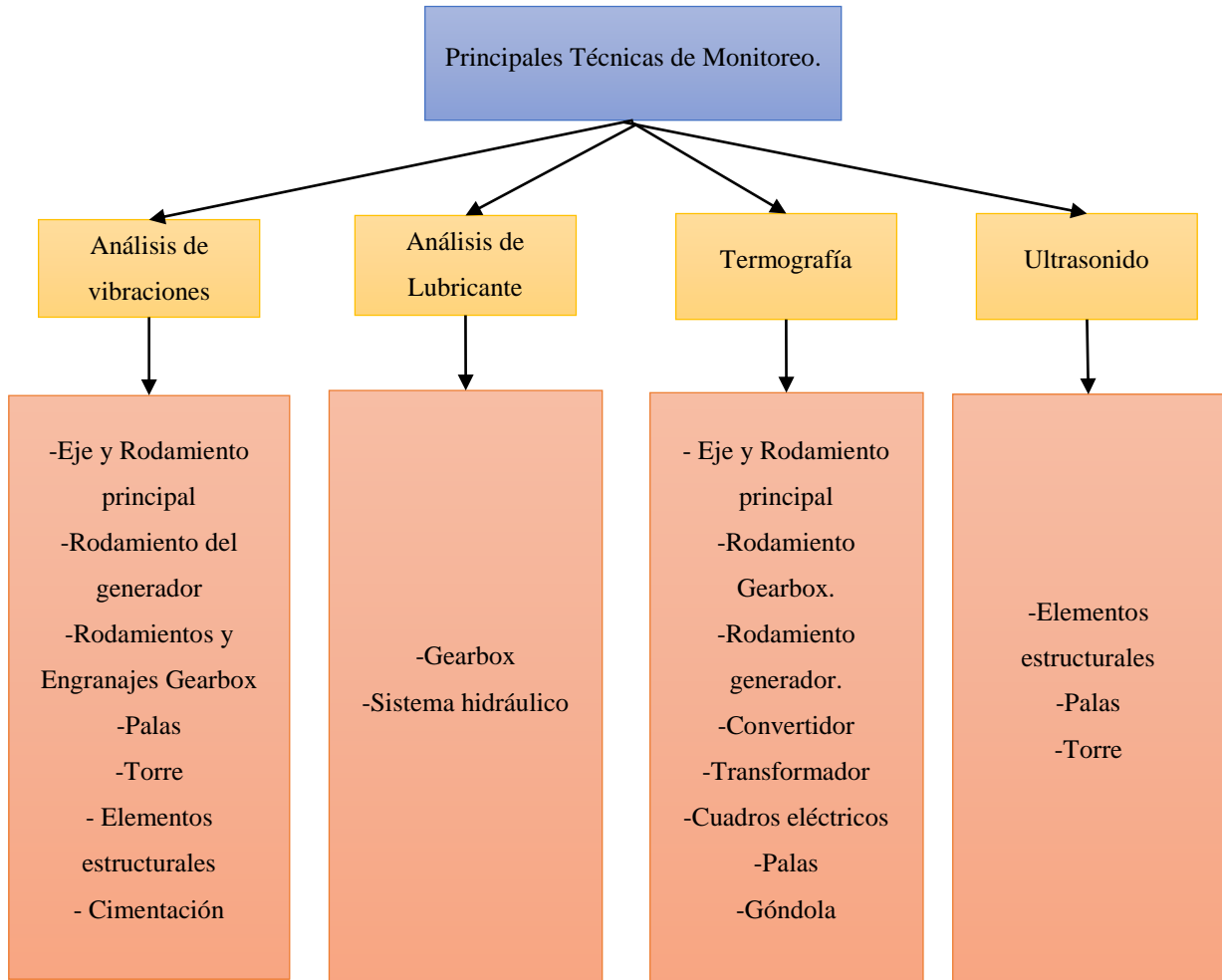


Figura 2.21: Técnicas de monitorización aplicada a las turbinas eólicas. Fuente: Wind turbine condition [33]

A continuación, se detalla las principales técnicas de monitorización o de análisis y componentes principales de los aerogeneradores [33].

2.5.2. Análisis de Vibraciones

Es un análisis ampliamente utilizado para el diagnóstico de fallos en su fase inicial sobre equipos rotatorios de forma muy eficiente. El fundamento de esta técnica, radica en que todas las máquinas rotativas vibran y la aparición de ciertos fallos, produce un aumento en el nivel de las vibraciones, además cada tipo de fallo produce un modo de vibración característico. La medición de las vibraciones se realiza, generalmente con un acelerómetro piezoeléctrico, con el cual se puede obtener valores de velocidad, aceleración y desplazamientos de las superficies medidas, obteniendo de esta manera la magnitud de la vibración. Los valores de aceleración se

Capítulo 2. Marco teórico

usan para las vibraciones de alta frecuencia, donde se presentan grandes variaciones de velocidad, por su parte, los valores de velocidad son los que tienen un mayor rango de aplicaciones ya que son proporcionales al esfuerzo y al desgaste mecánico, por último, los valores de desplazamientos son los más adecuados para vibraciones de bajas frecuencias [32].

La norma ISO 10816, establece las condiciones y procedimientos generales para la medición y evaluación de la vibración. La norma realiza una categorización de las máquinas en cuatro grupos principales [34]:

- Grupo I: máquinas rotatorias grandes con potencia superior a 300 [KW] y máquinas eléctricas con altura de eje $H \geq 315$ [mm].
- Grupo II: máquinas rotatorias medianas con potencia entre 15 y 300 [KW] y máquinas eléctricas con altura de eje $160 \leq H \leq 315$ [mm].
- Grupo III: bombas con impulsor de múltiples álabes y con motor separado (flujo centrífugo, axial o mixto) con potencia superior a 15 [KW]
- Grupo IV: bombas con impulsor de múltiples álabes y con motor integrado (flujo centrífugo, axial o mixto) con potencia superior a 15 [KW]

Dentro de cada uno de los grupos se diferencian en dos tipos, de acuerdo al soporte, si es rígido o flexible, teniendo en cuenta que se considera rígida cuando la frecuencia natural del conjunto máquina y soporte es de al menos un 25% superior a la frecuencia de excitación de la máquina. A cada grupo, se le asigna cuatro zonas, las cuales corresponden a cada uno de los posibles escenarios en donde se puede ubicar el equipo [34]:

- Zona A: la máquina es nueva o esta reacondicionada
- Zona B: máquina que pueden funcionar de forma indefinida sin restricciones o tener que ser intervenida.
- Zona C: se debe detener la máquina en el corto plazo para ser intervenida, ya que, no es adecuada para una operación continua, por lo tanto, se encuentra en una situación de alerta.
- Zona D: los valores de vibración son altos, por lo que, se está produciendo daños en la máquina medida, generando una situación grave que requiere el paro inmediato del equipo.

Capítulo 2. Marco teórico

En la figura 2.22, nos muestra los umbrales permisibles de vibraciones para los valores globales medido en RMS en un rango de baja frecuencia, según el tipo de máquina y soporte de esta, es decir, si es rígida o flexible y según la potencia y tipo de máquina.

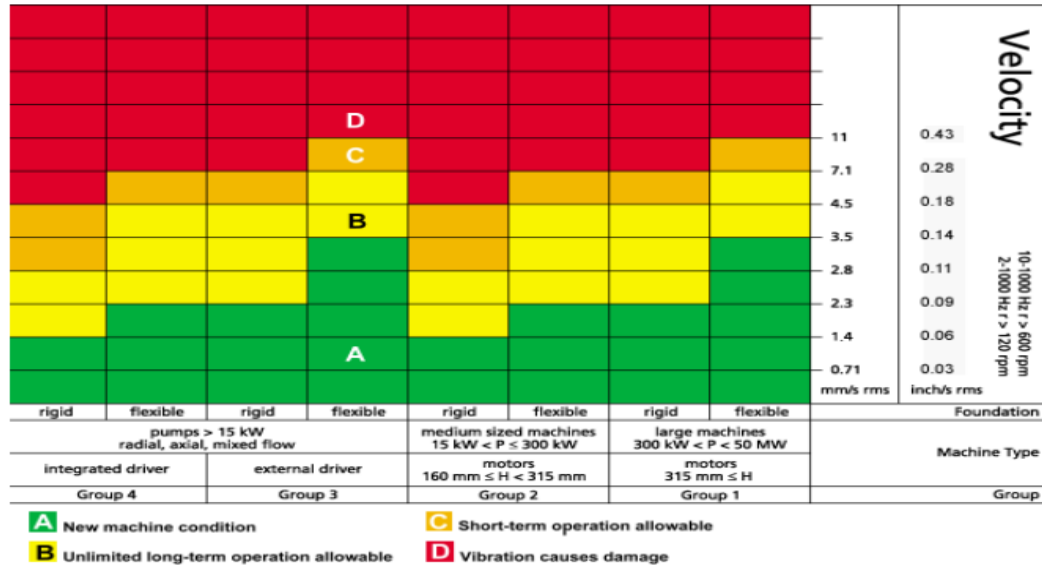


Figura 2.22: Límites de vibración según norma ISO 10816-3. Fuente: Rodesprex [34]

En las turbinas eólicas, esta técnica de monitorización es aplicable a los engranajes y rodamientos de la caja de velocidad, los rodamientos del generador y el del eje principal [35]. También es posible aplicarlo a las palas, la torre, elementos estructurales y cimentación [36]

2.5.3. Análisis de Lubricantes

Los sistemas de lubricación son elementos vitales de toda máquina dinámica y en especial de las cajas de velocidades, las cuales son un componente fundamental en los aerogeneradores. Para que el sistema funcione en óptimas condiciones y cumpla con las exigencias a las que es sometido, es necesario que el estado de las propiedades del lubricante se mantenga dentro de los valores prefijados como aceptables.

Las propiedades de los lubricantes deben ser variadas para ajustarse a varios tipos de funcionamientos, dado esto la norma DIN 51517-3, estipula ciertos requerimientos que debe cumplir los aceites utilizados en las cajas de velocidades de los aerogeneradores (Anexo 2) [37].

Capítulo 2. Marco teórico

La aplicación del análisis de aceite, tiene como objetivos analizar las propiedades de los lubricantes, detectar la presencia de contaminantes y averías en la fase inicial, y por ultimo incrementar la vida útil y la disponibilidad [36]. Con la finalidad de poder cumplir estos objetivos, se detallan las principales propiedades que deben poseer los lubricantes, especialmente los utilizados en la caja de velocidades.

- *Viscosidad a 40 °C y 100 °C*: cuando se presentan desviaciones que son superiores al 10% sobre el valor del aceite nuevo, esto puede ser un indicio de posibles contaminantes, ya para desviaciones superiores al 15%, se entra en una zona de peligro y es recomendable tomar acciones de forma rápida [32] [37].
- *Índice de viscosidad*: este es un parámetro mide la variación de la viscosidad con la temperatura. A mayor índice de viscosidad mayor es la resistencia del fluido a variar su viscosidad con la temperatura y viceversa [32].
- *Índice de Acidez o Basicidad (TAN-TBN)*: parámetros que permiten obtener el grado de deterioro y los contaminantes que presenta el aceite. Los valores permisibles en el TAN, corresponden a un incremento del 0,2 respecto al aceite nuevo [32].
- *Presencia de Agua*: la presencia de agua en el aceite, es un factor totalmente indeseable, ya que reduce las propiedades del aceite y además favorece la formación de óxido entre los elementos que están en contacto con el aceite. En aceites nuevos, el contenido de agua se encuentra por debajo de los 50 ppm, por lo tanto, para los valores sobre los 200 ppm es que hay indicios de alguna deficiencia, ya para valores cercanos a los 400 ppm, se entra en un valor de peligro donde se pueden ocasionar daños a los componentes [37].
- *Contaje de partículas*: la norma ISO 4406, establece un código mediante el cual es posible expresar el número de partículas sólidas contenidas en una muestra de fluido hidráulico. Es posible expresar este contenido mediante 3 números de la siguiente manera [32] [37]:

$X / Y / Z$

Donde:

X: corresponde a las partículas sólidas por 100 milímetros de fluido, mayores de 2 micras.

Y: corresponde a las partículas sólidas por 100 milímetros de fluido, mayores de 5 micras.

Z: corresponde a las partículas sólidas por 100 milímetros de fluido, mayores de 15 micras.

Para los aerogeneradores se recomiendan aceites lubricantes, con valores de 17/15/12, que serían hasta 130.000 partículas mayores a 2 micras, hasta 32.000 partículas mayores de 5 micras y hasta 4.000 partículas mayores de 15 micras por 100 milímetros de aceite lubricante. Para valores superiores a los indicados, se estaría en un posible desgaste de los componentes o en casos más graves, la necesidad de realizar una microfiltración para eliminar la mayor cantidad de partículas contaminantes presentes en el aceite [37].

- *Metales de desgaste*: con el contaje de partículas, es posible identificar la existencia de un proceso de desgaste anormal, pero no nos ayuda a identificar cual es el elemento que está siendo desgastado. Un análisis Espectrográfico del aceite permite identificar la composición de las partículas sólidas que están en suspensión en el aceite

Los principales elementos que se desgastan son el Cromo, Plomo Silicio, Cobre, Níquel, Hierro y Aluminio. El contenido de estos elementos en los aceites nuevos, está por debajo de los 10 ppm (en base a ensayos según la norma ASTM D5185) en cada uno de ellos a excepción del Hierro que está por debajo de los 40 ppm. Al superar estas cifras, es recomendable hacer un seguimiento y analizar cuál de los componentes es el que contiene dicho elemento, para identificar qué parte del conjunto de piezas está sufriendo de desgaste. En relación a la concentración de estos elementos en el aceite, para valores de hierro mayores a 60 ppm y para el resto de los elementos valores mayores a los 20 ppm, se habla de daños graves en la caja de velocidades [32].

2.5.4. Termografía

La termografía es una técnica de ensayo no destructivo, que por medio de la captación de los rayos infrarrojos que son emitidos por la superficie, permite obtener la temperatura en cada punto de esta, sin contacto y a una cierta distancia. La captación de los rayos infrarrojos se realiza por medio de detectores infrarrojos, por lo general son termistores, fotoconductores o fotovoltaicos, y por medio de la ley de Stefan-Boltzmann (ecuación 8) se convierten las mediciones de las radiaciones infrarrojas en mediciones de temperatura.

$$E = \varepsilon * \sigma * T^4 \quad (8)$$

Donde:

E : la potencia emisiva [W/m^2]

ε : la emisividad

σ : constante de Stefan-Boltzmann, su valor es de $5,67*10^{-8}$ [W/m^2K^4]

T : temperatura del punto medio [K]

El análisis termográfico no es solo una simple medición de temperatura de los componentes y de los equipos, sino una búsqueda de los puntos que presentan valores anormales de temperaturas, que generalmente son un alza de esta, comúnmente son llamados puntos calientes. Con el uso de esta técnica, es posible diagnosticar fisuras en las palas de las turbinas eólicas [38], causadas por la fatiga de los materiales ocasionada por las ráfagas de vientos y la absorción de humedad. También su aplicación es habitual para supervisar e identificar los fallos en componentes eléctricos y electrónicos [35] a su vez esta técnica también es aplicable a ejes, rodamientos, la torre, elementos estructural y cimentación

2.5.5. Ultrasonido

El ultrasonido son ondas elásticas de idéntica naturaleza que las ondas sónicas, las cuales se diferencian en el hecho que los campos de frecuencia de las ondas de ultrasonido están por encima de la zona audible (20 kHz). En este tipo de ensayo, la frecuencia varía dentro del rango 0.5 a 25 [MHz], aunque la mayor parte de los ensayos se realizan en el rango de 0.5 a 15 [MHz] [39]. La metodología del ensayo, consiste en generar y emitir ondas muy bien definidas, para luego captarlas considerando las leyes de reflexión al encontrar en su trayectoria un cambio en

Capítulo 2. Marco teórico

las propiedades físicas del medio (discontinuidades internas y superficiales) en el cual se propagan.

Para la generación de ondas de ultrasonido, se utilizan los cristales piezoeléctricos y los ensayos pueden ser realizados por medio del Pulso-Eco, la Transmisión (reflexión) y la Medición de Espesores, la cual exige la calibración del material a la velocidad del sonido del material (Anexo 2)

2.5.6. Radiografía.

2.5.6.1. Radiografía de Rayos X

Técnica utilizada para verificar las juntas de soldadura y el material en aceros de hasta 90 [mm] de espesor. Después que la radiación de rayos X atraviesa el objeto, esta es grabada en una película, la cual muestra los defectos de los materiales como una variación en la densidad de la película. Este mismo ensayo es posible hacer con un equipo con tecnología sin película, de forma digital [40].

2.5.6.2. Radiografía Gamma

Este tipo de radiación corresponde a un isótopo radiactivo, el cual tiene el mismo principio general que la radiación de rayos X, con la diferencia, que la longitud de onda es más corta, por lo tanto, presenta una mayor capacidad de penetración, alcanzando los 180 [mm] en los aceros [40].

2.6. NORMATIVA AMBIENTAL.

En relación a la normativa ambiental, los estudios de impacto ambiental deben regirse por el artículo 11 de la ley 19.300 y título II del reglamento, para asegurar tomar todas las medidas pertinentes para resguardar los impactos generados a la flora, fauna y ser humano [41].

2.6.1. Impacto ambiental.

La experiencia tanto nacional como internacional muestran que los impactos ambientales dependen directamente del número de aerogeneradores que forman parte del proyecto eólico y la localización de este. Esto se debe a que los proyectos eólicos están constituidos por el conjunto de aerogeneradores más los cables subterráneos, una subestación eléctrica para conectarse al sistema eléctrico y los caminos de acceso, lo cual para su instalación requiere de grandes movimientos de tierra y modificaciones al ecosistema [41].

Sin perjuicio de lo anterior, los impactos ambientales que son atribuibles a un parque eólico son la alteración del paisaje y las emisiones de ruido. Estos factores son generados en la etapa de operación del proyecto, ya que, durante la construcción los impactos no son diferentes a otros tipos de obras que pueden ser manejados por medio de un manejo ambiental de la obra [41].

De acuerdo a lo anterior es posible separar los impactos ambientales en función a la fase de construcción, operación y abandono.

- Fase de construcción: principalmente se asocia a la emisión de polvo y materiales particulados, a la pérdida de vegetación, alteración de la fauna, residuos sólidos y la generación de ruido [41].
- Fase de operación: en esta fase se presentan problemas relacionados con la alteración del paisaje, la emisión de ruido por parte de los aerogeneradores y la sombra debido al tamaño de la estructura [41].
- Fase de abandono: los impactos son muy similares a los de la fase de construcción, destacando la generación de desperdicios sólidos [41].

CAPÍTULO 3. DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA

3.1. ANÁLISIS TÉCNICO DEL AEROGENERADOR VESTAS V100-2.0MW.

Actualmente son cinco los fabricantes más demandados en relación a la producción de turbinas eólicas en el mundo. El fabricante danés Vestas, es el que ostenta el título de mayor proveedor mundial de aerogeneradores durante el año 2020 [45], este título se debe a la gran variedad de aerogeneradores que produce, los cuales, permiten el aprovechamiento de la energía eólica (terrestre y marítima) producida en diversas partes del mundo.

En Chile el uso de turbinas eólicas Vestas es bastante frecuente, de los 10 parques eólicos de mayor generación del país, 7 de estos, usan productos de este fabricante (Anexo 1), esto es debido al buen rendimiento y fiabilidad de los productos, específicamente las turbinas de 2 MW las cuales pueden producir energía en sitios (Onshore) con vientos ultra bajos, bajos, medios y altos con el costo más bajo posible.

3.1.1. Comportamiento del aerogenerador con el viento.

El principio de funcionamiento de una turbina eólica se basa en la velocidad del viento, el cual, pasa sobre las aspas generando una fuerza giratoria que hace girar un eje al interior de la góndola, el eje se conecta a la caja de velocidades, la cual incrementa la velocidad de rotación del eje, impulsando al generador para transformar la energía rotacional en energía eléctrica.

La velocidad del viento es un factor importante para determinar el tipo y el modelo de aerogenerador a seleccionar, por su parte la turbina eólica Vestas V100-2.0MW, es una turbina para ser usada en zonas de vientos moderados, bajo condiciones de funcionamiento normales, pero también puede ser usada en zonas donde la velocidad del viento es alta, bajo una previa evaluación del sitio. Algo muy similar sucede con la turbulencia que soporta esta turbina, ya que está diseñada para turbulencias moderadas, siendo designada con la letra B (ver figura 3.1).

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

| WINDCLASSES - IEC | | | |
|----------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|
| TURBINE TYPE | IEC III (6.0 – 7.5 m/s) | IEC II (7.5 – 8.5 m/s) | IEC I (8.5 – 10.0 m/s) |
| 2 MW TURBINES | | | |
| V90-2.0 MW™ IEC IIA/IEC S | | ■ | ■ |
| V100-2.0 MW™ IEC IIB | | ■ | ■ |
| V110-2.0 MW™ IEC IIIA | ■ | ■ | ■ |
| V116-2.1 MW™ IEC IIB | ■ | ■ | ■ |
| V120-2.2 MW™ IEC IIB/IEC S | ■ | ■ | ■ |

■ Standard IEC conditions
 ■ Site dependent

Figura 3.1: Características técnicas del viento para los aerogeneradores de 2 MW. Fuente: Vestas [46].

El emplazamiento en el cual se encuentra este aerogenerador, presenta una velocidad del viento promedio de 7.5 [m/s], llegando a valores punta de 8.21 [m/s], los cuales se encuentran dentro del rango de funcionamiento para los cuales fue creado la turbina eólica (figura 3.2) [47]. Sin embargo, se aprecian valores que están por debajo del rango normal de funcionamiento en algunos meses, lo que trae como consecuencia que no se esté generando la potencia máxima por parte del equipo y que su periodo de funcionamiento sea intermitente, produciendo sucesivos arranques y detenciones que a la larga afectan a los componentes.



Figura 3.2: Velocidades del viento mensual y promedio. Fuente: Explorador Eólico Chile. [47]

3.1.2. Componentes del aerogenerador.

Para poder determinar posteriormente lo que son los modos de fallo y las causas, es necesario conocer los componentes y las características técnicas de estos. A continuación, se realiza un detallado de los principales componentes de la turbina eólica Vestas V100-2MW

3.1.2.1. Componentes Mecánicos.

3.1.2.1.1. Rotor:

La turbina V100-2.0 MW está equipada con un rotor de 100 metros, que consta de tres palas y el buje. Las palas son controladas constantemente por el sistema de control de paso, por medio del microprocesador OptiTip, el cual, según las condiciones del viento, ayuda a optimizar el ángulo de inclinación de estas.

Tabla 1: Características técnicas del Rotor. Fuente: General Specification V100. [48]

| Descripción | Características |
|---|----------------------|
| Diámetro | 100 m |
| Área de barrido | 7.850 m ² |
| Orientación | UpWind |
| Inclinación | 6° |
| Cono de buje | 2° |
| Número de cuchillas | 3 |
| Velocidad de rotación estático | 14,9 rpm |
| Velocidad rango de funcionamiento dinámico. | 9,3-16,6 rpm |
| Dirección de rotación | Sentido horario |

3.1.2.1.2. Palas:

Las palas Preimpregnadas (PP) de 49 m están hechas de carbono y fibra de vidrio. Consisten en dos carcasas con un perfil aerodinámico unidas a una viga de soporte.

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

Tabla 2: Características técnicas de las Palas. Fuente: General Specification V100. [48]

| Descripción | Características |
|--------------------------|---|
| Tipo de pala | Carcasa con perfil aerodinámico |
| Longitud de las palas | 49 m |
| Material | Fibra de carbono y resina epoxica, reforzada con fibras de vidrio |
| Conexión de la pala | Raíces de acero insertadas |
| Forma de la capa de aire | Risø y FFA-W3 |
| Peso aproximado | 7.500 Kg |
| Tipos de rodamientos | Rodamiento de bolas de doble hilera y cuatro puntos de contacto |
| Lubricación rodamiento | Por grasa con sistema de lubricación automáticos |

3.1.2.1.3. Sistema Pitch:

Es aquel que permite ajustar el ángulo de inclinación de las palas de acuerdo a la velocidad del viento, obteniendo el máximo rendimiento del viento. Además, el sistema Pitch también funciona como un sistema de freno, el cual disminuye la zona de contacto entre las palas y el viento, haciendo que el rotor se inactive.

Los rodamientos de bolas de doble hilera y cuatro puntos de contacto, son utilizados para conectar las palas al buje. El sistema de inclinación se basa en la hidráulica y utiliza un cilindro para inclinar cada hoja. La energía hidráulica se suministra al cilindro desde el sistema hidráulico presente al interior de la góndola.

Tabla 3: Características técnicas del sistema Pitch. Fuente: General Specification V100. [48]

| Descripción | Características |
|----------------------|--|
| Tipo de sistema | Hidráulico |
| Cilindro | Diámetro 125 mm, Largo 80 mm, Carrera 760 mm |
| Rango de temperatura | Desde los -5° a 90° |
| Cantidad requerida | 1 cilindro por pala |
| Bomba hidráulica | 50 l/minuto |
| Presión de trabajo | 200 a 230 bar |

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

| | |
|--------------------------------------|-------|
| Cantidad de aceite | 260 l |
| Capacidad del motor de accionamiento | 20 KW |

3.1.2.1.4. Transmisión:

La caja de cambios es la encargada de transmitir el par de rotación del rotor al generador. Esta consta de una etapa que es planetaria y es combinada con una caja de cambios paralela de dos etapas, brazos de torsión y amortiguadores de vibraciones. El par se transmite desde el eje de alta velocidad al generador a través de un acoplamiento compuesto flexible ubicado detrás del freno de disco, el cual se instala directamente en el eje de alta velocidad.

El sistema de refrigeración de la caja de cambios consta de dos circuitos de aceite. El primer circuito está equipado con una bomba de aceite accionada mecánicamente y un intercambiador de calor de placas, y el segundo circuito está equipado con una bomba de aceite accionada eléctricamente y un intercambiador calentador de placas. El circuito de agua de los dos intercambiadores se encuentra acoplado en serie.

Tabla 4: Características técnicas de la Transmisión. Fuente: General Specification V100. [48]

| Descripción | Características |
|-----------------------------------|---|
| Tipo de caja de velocidad | Una etapa planetaria más dos etapas helicoidales. |
| Relación | 1:113 nominal |
| Enfriamiento de aceite | Bomba de aceite refrigerante |
| Calentador de aceite | 2 KW |
| Temperatura máxima de aceite | 80 °C |
| Limpieza del aceite (ISO 4406) | -/15/12 |
| Lubricación rodamientos | Automática y continua |
| Tipo de lubricante en rodamientos | Grasa |

3.1.2.1.5. Sistema Yaw:

El sistema Yaw está diseñado para mantener la turbina contra el viento. La góndola se instala en la placa del sistema Yaw, que está atornillada a la torre de la turbina. Este sistema consta de

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

un sistema de rodamientos lisos con fricción incorporada. Los motores del sistema son asíncronos con frenos, lo que permite que la góndola gire en la parte superior de la torre. El controlador de la turbina recibe información de la dirección del viento, por medio del sensor de viento, lo que permite que el sistema Yaw automáticamente se desactive cuando la velocidad media del viento es inferior a 3 m / s [48].

Tabla 5: Características técnicas del Sistema Yaw . Fuente: General Specification V100. [48]

| Descripción | Características |
|-------------------------------------|---|
| Anillo del sistema | Forjado tratado térmicamente |
| Tipo de rodamiento | Lisos con fricción incorporada (PETP) |
| Velocidad Yaw | < 0.5° / segundo |
| Tipo de engranaje del sistema | Helicoidal combinado sin bloqueo y caja de engranajes planetarios |
| Motor | Asíncrono de 6 polos y 1,5 KW |
| Número de engranajes | 6 |
| Relación del sistema | 1.120:1 |
| Velocidad de rotación eje de salida | 1 Rpm |

3.1.2.1.6. Generador:

El generador es asíncrono trifásico de cuatro polos con un rotor bobinado conectado al Vestas Converter System (VCS) a través de un sistema de anillo deslizante. El generador es del tipo aire-aire con circuitos de enfriamiento internos y externos, la parte externa utiliza aire de la góndola y lo expulsa como escape por la parte posterior de esta.

Tabla 6: Características técnicas del Generador . Fuente: General Specification V100. [48]

| Descripción | Características |
|--------------------|---|
| Tipo de generador | Asíncrono con rotor bobinado, anillos colectores, VCS |
| Potencia nominal | 2060 KW a 2260 KW |
| Frecuencia nominal | 50 Hz |
| Velocidad nominal | 1.680 rpm |
| Voltaje nominal | 690 Vac |

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

| | |
|----------------------------------|----------------------------|
| Corriente nominal del estator | 1.573 A o 1.713 A |
| Clase de aislamiento | H/H |
| Velocidad rotación eje de salida | 1 rpm |
| Grado de protección | IP54 |
| Peso | 7.500 Kg (aproximadamente) |
| Voltaje nominal del convertidor | 480 Vac |

3.1.2.1.7. Transformador:

El transformador es del tipo seco, trifásico, de dos devanados y autoextinguible. La conexión de los devanados es en triángulo en el lado de alto voltaje a menos que se especifique lo contrario.

Tabla 7: Características técnicas del Transformador . Fuente: General Specification V100. [48]

| Descripción | Características |
|---------------------------------|--|
| Tipo de Transformador | Resina fundida de tipo seco |
| Diseño básico | Transformador trifásico, con 2 devanados de baja tensión |
| Método de enfriamiento | Flujo de aire forzado |
| Flujo de aire nominal | 1920 [m ³ /h] |
| Temperatura de entrada del aire | 40 °C Máximo |
| Potencia nominal | HV=2100 / LV1=1900 / LV2=200 [kVA] |

3.1.2.1.8. Torre:

Las torres tubulares con conexiones de brida, están disponibles en diferentes alturas, que son estándares. Se utilizan imanes, los cuales brindan soporte a las cargas en una dirección horizontal, por ejemplo, las plataformas, escaleras y similares. Las partes internas de la torre se apoyan verticalmente (es decir, en la dirección gravitacional) mediante conexiones mecánicas.

Tabla 8: Características técnicas de la Torre . Fuente: General Specification V100. [48]

| Descripción | Características |
|--------------------|--|
| Tipo de estructura | Cónica tubular |
| Altura de la torre | 80 m/ 95 m/ 120 m |
| Material | Acero estructural S355 según EN10024 Acero estructural A709 según ASTM |
| Peso | 80 m IEC S 160 toneladas métricas 95 m IEC S 205 toneladas métricas 120 m IEC S 306 toneladas métricas |

3.2. ANÁLISIS ÁRBOL DE FALLA DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES.

El análisis del árbol de fallas (FTA) es una técnica bien consolidada y ampliamente utilizada en la determinación de la confiabilidad del o los sistemas [50].

Para el desarrollo de los FTA es necesario realizar una recopilación de las principales causas y los modos de fallas. De acuerdo con investigaciones y estudios relacionados con el tema, es posible distinguir las siguientes causas o modos de fallas:

Tabla 9: Principales causas de los fallos en las turbinas eólicas. Fuentes: Failure Modes and Effects. [49]

| Causas Estructurales | Causas de Deterioro | Causas Eléctricas |
|----------------------------|-------------------------------------|---------------------------|
| Fallo de diseño | Corrosión | Error de calibración |
| Daños externos | Fatiga | Fallo en las conexiones |
| Defectos en la instalación | Calentamiento excesivo | Sobrecarga eléctrica |
| Fallo de mantenimiento | Vibraciones anormales | Corto circuito |
| Defectos en la manufactura | Lubricación insuficiente | Fallo en los aislamientos |
| Sobrecarga mecánica | Perforaciones o grietas en tuberías | Rayos |

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

| | | |
|--|----------------------------------|-------------------------------|
| | Desgaste excesivo en componentes | Pérdida de entrada de energía |
|--|----------------------------------|-------------------------------|

Tabla 10: Principales modos de fallas en las turbinas eólicas: Fuente: Modes and Effects Analysis [49]

| Modos de fallos mecánicos | Modos de fallos eléctricos | Modos de fallos del material |
|---------------------------|----------------------------|------------------------------|
| Ruptura | Aislamiento eléctrico | Fatiga |
| Fractura | Falla eléctrica | Pandeo |
| Desalineación | Fallo de software | Desviación |
| Desplazamientos | Salida intermitente | Estructural |
| Separación | | |
| Térmico | | |
| Bloqueo | | |
| Ralladuras | | |

Los árboles de falla se realizarán en función de los principales sistemas que componen a una turbina eólica indicando de forma clara los fallos y las causas que lo generan. Debido a la extensión que se puede generar en las ramificaciones del árbol de falla, se prefirió adoptar una simbología que acota el tamaño sin perder la representación de las distintas causas que puedan ocasionar los fallos en la turbina eólica. La simbología queda de la siguiente manera:

- El evento TOP es descrito con palabras, aludiendo al subsistema principal
- El evento intermedio, que es vecino al evento principal, pero no es un evento principal, se designa con la letra G
- El evento básico, es aquel que no se puede desarrollar más, se designa con la letra E.

Los árboles de falla tienen la función de mostrar de una manera gráfica, los modos y causas de los fallos de los principales subsistemas. La finalidad de esto, es adquirir un conocimiento relacionado al tema de una forma más global, para posteriormente enfocarse de una manera más precisa y detallada con el desarrollo del FMECA

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

A continuación, el desarrollo de los árboles de fallas con la metodología expuesta previamente. Debido a la extensión que presenta el desarrollo de cada uno de los árboles de fallas, en este apartado se expondrá uno y los demás se encuentran en el Anexo 3.

3.2.1. Torre y Cimentación.

Las principales causas de fallas estructurales que presenta la torre, son la iniciación de grietas inducidas por la fatiga del material, velocidades extremas del viento, turbulencias extremas y la complejidad que presente el terreno [51], a esto se le suma el impacto de las palas en la torre, la soldadura defectuosa y la falla de los frenos [52]. También es considerado la acumulación de hielo, granizo, los golpes de las aves, el impacto de partículas y los rayos.

En la cimentación las principales fallas son las generadas por las grietas en la base del hormigón, la corrosión [53], los huecos en la cimentación, el aflojamiento de los tornillos espárragos que unen las estructuras (cimentación y primera sección de la torre).

Tabla 11: Principales eventos en la Torre y Cimentación. Fuente: Elaboración propia

| Fallo en la Torre o Cimentación | |
|--|--|
| Evento intermedio (G) | Evento básico (E) |
| Falla estructural severa (G01) | Alta velocidad del viento y/o turbulencia (E01) |
| Falla estructural severa (cimentación y torre) (G02) | Vibraciones anormales (E02) |
| | Daños por soldadura (E03) |
| | Grietas en la base del hormigón (E04) |
| | Corrosión (E05) |
| | Aflojamiento de los pernos espárragos en la base (E06) |
| | Aflojamiento de los tornillos de unión en diferentes secciones (E07) |
| | Huecos en la sección de los cimientos (E08) |

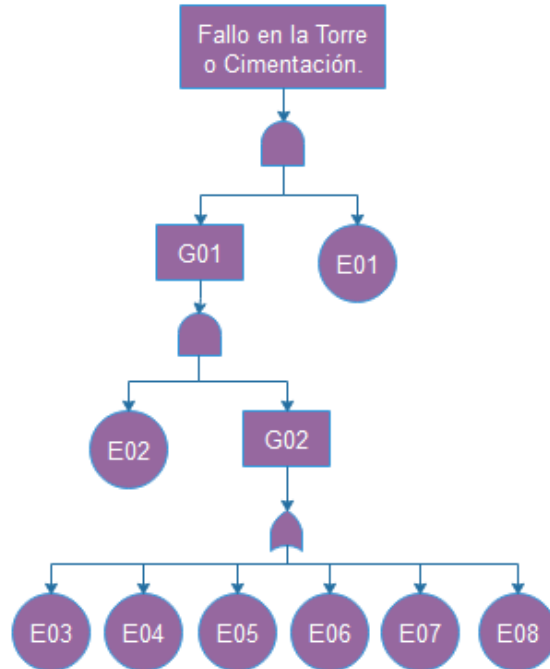


Figura 3.3: Árbol de fallas de la Torre y la Cimentación. Fuente: Elaboración propia en el programa Edraw Max.

3.3. ANÁLISIS DE CRITICIDAD VESTAS V100-2MW.

Para efectuar el análisis de criticidad, se considerará lo expuesto en las normas ISO JA1011 y JA1012, la cual, hace mención y sirve como una guía para la elaboración de la matriz de criticidad. También es necesario tomar en cuenta los lineamientos descritos por la norma ISO 14224, para poder definir la taxonomía y con esto definir los equipos y componentes que son de carácter mantenible.

3.3.1. Taxonomía Turbina Eólica.

A partir de los lineamientos brindados por la norma ISO 14224 y ajustados al desarrollo de este trabajo, la taxonomía a utilizar es la siguiente [113]:

- Los sistemas: hacen mención a los distintos grupos en los que se puede dividir la turbina eólica, de acuerdo al área de funcionamiento. Por ejemplo: el sistema Rotor, Tren de transmisión, Estructura entre otros.

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

- Los subsistemas: aquí se encuentran el desglose de los distintos sistemas, indicando los distintos equipos que forman parte de los sistemas. Por ejemplo: Palas, Pitch, Transmisión, Generador, entre otros varios más.
- Los componentes: son aquellos que forman parte de los subsistemas y permiten que estos realicen la función por la cual están diseñados. Ejemplo: si se toma como subsistema la transmisión, los componentes serían: los ejes, rodamientos, engranajes entre otros.

Esta definición de taxonomía, permite diferenciar las partes de la turbina eólica y posteriormente contribuye con el desarrollo de FMECA, de una forma ordenada y de fácil entendimiento para el lector.

3.3.2. Cálculo de la criticidad.

Tomando como referencia las normas ISO JA1011 y JA1012, se establecen los factores de frecuencia y consecuencia asociados a la seguridad, medio ambiente, tiempo detenido y costos de reparación para realizar el análisis. El desarrollo y la unión de todos estos parámetros, es posible apreciarla en la tabla 12 [111] [112]:

Tabla 12: Factores de frecuencia y consecuencia. Fuente elaboración propia [112] [114]

| Nivel | Consecuencia | | | | Frecuencia de falla Anual |
|-------|--------------------------------|--|------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| | Seguridad | Medio ambiente | Tiempo detenido | Costos de reparación | |
| 5 | Riesgo de causar la muerte | Riesgo de daño ambiental severo y de largo plazo | Tiempo mayor a 6 días | Costos mayores a 900.000€ | 0,1209 a 0,151 |
| 4 | Riesgo de lesiones graves | Riesgo de daño ambiental de largo plazo | Tiempo entre 4 a 6 días | Costos entre 500.000 a 900.000€ | 0,0907 a 0,1208 |
| 3 | Riesgo de lesiones intermedias | Riesgo de daño ambiental de mediano plazo | Tiempo entre 1 a 3 días | Costos entre 90.001 a 499.999€ | 0,0605 a 0,0906 |
| 2 | Riesgo de lesiones menores | Riesgo de daño ambiental de corto plazo | Tiempo entre 4 horas a 1 día | costos entre 90.000 a 9.001€ | 0,0303 a 0,0604 |
| 1 | No presenta riesgo | Sin riesgo de daño ambiental | Menos de 4 horas | Costos bajo los 9.000€ | 0 a 0,0302 |

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

El cálculo de la criticidad se realiza a partir de los factores expuesto en la tabla 12, en primera instancia se evalúa el subsistema dentro de los cuatro factores expuesto en la consecuencia, asignándole un nivel del 1 al 5, una vez que se tiene la ponderación de los cuatro factores estos son sumados dando un total que posteriormente se debe multiplicar por la frecuencia de fallo, obteniendo de esta forma el valor de criticidad para el subsistema. Es importante mencionar que la frecuencia de fallo es obtenida para una turbina Onshore, ya que, la frecuencia de fallo entre una turbina Onshore y Offshore varían [71].

Para clasificar a los distintos subsistemas de acuerdo a si son o no críticos, es necesario contar con una matriz de criticidad, la cual es formulada en función de las ponderaciones obtenidas de la tabla 12, es decir, en el eje vertical se ubica la frecuencia que tiene una ponderación del 1 al 5, mientras que las consecuencias se suman y posteriormente se multiplican por el nivel, obteniendo una matriz que ronda como valor mínimo 4 y un valor máximo de 100, esto es posible apreciarlo en la tabla 13.

Tabla 13: Matiz de criticidad. Fuente: Elaboración propia

| | | | | | | |
|------------|---|--------------|----|----|----|-----|
| Frecuencia | 5 | 20 | 40 | 60 | 80 | 100 |
| | 4 | 16 | 32 | 48 | 64 | 80 |
| | 3 | 12 | 24 | 36 | 48 | 60 |
| | 2 | 8 | 16 | 24 | 32 | 40 |
| | 1 | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 |
| Cr=C*F | | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 |
| | | Consecuencia | | | | |

La ponderación descrita en la matriz de criticidad, permite situar a los subsistemas en una escala de colores, reflejando que tan crítico son, de acuerdo a esto se tiene la siguiente clasificación:

- Criticidad Alta: corresponde a valores en rojo, con valores de $60 \leq Cr \leq 100$.
- Criticidad Media: corresponde a valores en amarillo, con valores de $32 \leq Cr \leq 59$.
- Criticidad Baja: corresponde a valores en Verde, con valores de $4 \leq Cr \leq 31$.

De acuerdo a lo anteriormente descrito, el cálculo de la criticidad quedaría de la siguiente manera:

Tabla 14: Cálculo de criticidad de subsistemas. Fuente: Elaboración propia [41] [71] [74] [116] [117]

| Subsistemas | Consecuencias | | | | Sumatoria de consecuencias | Frecuencia | Criticidad (C * F) |
|---------------------------|---------------|----------------|-----------------|----------------------|----------------------------|------------|--------------------|
| | Seguiridad | Medio ambiente | Tiempo detenido | Costos de reparación | | | |
| Palas | 3 | 5 | 5 | 3 | 16 | 5 | 80 |
| Pitch | 2 | 2 | 4 | 4 | 12 | 1 | 12 |
| Bujes | 2 | 1 | 4 | 4 | 11 | 5 | 55 |
| Conjunto de eje principal | 2 | 1 | 5 | 5 | 13 | 2 | 26 |
| Transmisión | 2 | 2 | 5 | 5 | 14 | 5 | 70 |
| Anemómetro y Veleta | 3 | 3 | 3 | 2 | 11 | 3 | 33 |
| Yaw | 2 | 2 | 3 | 3 | 10 | 1 | 10 |
| Torre | 3 | 4 | 4 | 3 | 14 | 5 | 70 |
| Cimentación | 2 | 3 | 4 | 2 | 11 | 1 | 11 |
| Generador | 4 | 2 | 5 | 5 | 16 | 4 | 64 |
| Convertidor de frecuencia | 4 | 1 | 3 | 3 | 11 | 1 | 11 |
| Transformador | 4 | 1 | 4 | 3 | 12 | 5 | 60 |
| Cuadro eléctrico | 4 | 1 | 3 | 2 | 10 | 1 | 10 |
| Control y comunicación | 1 | 1 | 3 | 3 | 8 | 1 | 8 |
| Sistema Hidráulico | 3 | 4 | 3 | 2 | 12 | 1 | 12 |

Como se aprecia en la tabla 14, los subsistemas con mayor valor de criticidad son las Palas, Transmisión, Torre, Generador y por último el Transformador. Estos subsistemas son donde hay que poner una mayor atención en el desarrollo del FMECA, con la finalidad de poder determinar qué es lo que puede estar causando este alto valor de criticidad.

3.4. DESARROLLO DEL FMECA

El FMECA es una técnica de ingeniería muy utilizada para el diseño, identificación y la eliminación de las fallas potenciales o las ya conocidas en los distintos sistemas, subsistemas y componentes, convirtiéndose en la actualidad en una poderosa herramienta para el análisis del riesgos y confiabilidad de una gran variedad de componentes y sistemas [71].

3.4.1. Probabilidad de falla de la turbina eólica

Si bien, existe una gran cantidad de información relacionada con las turbinas eólicas (partes principales, funcionamientos o fallas entre otras), la más específica, enfocada a la probabilidad de falla de los distintos componentes presentes en los subsistemas, no se encuentra a libre disposición. Esto se debe en gran medida, al hermetismo que se genera por parte de las empresas que fabrican los equipos (turbina eólica y sus componentes) y aquellas que prestan servicios de mantenimiento a los distintos parques.

En función a lo anterior, para el desarrollo del fmeca y la posterior determinación de los componentes más críticos, se considera como referencia los equipos y componentes que han operado en condiciones lo más cercanas a la turbina en estudio. La información con las ponderaciones de los distintos modos de fallo y sus causas, se extraerá de distintos papers, investigaciones y estudios.

A continuación, se detalla las frecuencias de fallo anuales y los tiempos de inactividad en días que se producen por las fallas en los distintos subsistemas:

Tabla 15: Frecuencia de fallo y tiempo de inactividad para los distintos subsistemas. Fuente: Elaboración propia [71] [74]

| Subsistema | Frecuencia de fallo anual | Tiempo de inactividad (días) |
|---------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Palas | 0.124 | 2.60 |
| Sistema Pitch | 0.012 | 1.36 |
| Bujes | 0.121 | 3.71 |
| Eje principal | 0.051 | 5.71 |
| Transmisión | 0.134 | 6.21 |
| Anemómetro y Veleta | 0.067 | 1.41 |
| Sistema Yaw | 0.011 | 2.70 |
| Torre | 0.151 | 4.90 |
| Cimentación | 0.005 | 4.90 |
| Generador | 0.110 | 5.39 |
| Convertidor de frecuencia | 0.013 | 2.98 |

| | | |
|------------------------|-------|------|
| Transformador | 0.121 | 4.20 |
| Cuadro eléctrico | 0.009 | 1.53 |
| Control y comunicación | 0.009 | 1.59 |
| Sistema hidráulico | 0.012 | 1.36 |

Como es posible evidenciar de la tabla 15, los subsistemas con mayores valores de frecuencia de falla son las palas, transmisión, generador, torre, transformador y el buje, mientras que varios de estos nombres también son encontrados como los subsistemas que más días de inactividad presentan en caso de producirse una falla.

3.4.2. Severidad, Ocurrencia y Detectabilidad.

El análisis del riesgo dentro del FMECA, permite cuantificar el riesgo que conlleva un fallo, por medio de la evaluación de la severidad de los efectos, la ocurrencia y por último la detección de la falla, indicando cuales son los componentes críticos, los modos de fallo y la causa de la falla dentro de la turbina eólica, que hay que priorizar para generar un plan de acción que permita mitigar o corregir este problema, mantener al equipo funcionando de forma correcta por el mayor tiempo posible. [72]

La tasa de ocurrencia, que hace mención a la frecuencia de la falla. Hay que considerar que la escala de ocurrencia tiene un significado relativo y puede ser determinada, a partir de las estadísticas sobre la distribución de fallas descritas en la literatura, que a menudo considera los subsistemas más que los componentes individuales de este. Por su parte la gravedad se refiere al daño potencial debido a las fallas, por último, la detectabilidad que indica la dificultad de asociar o determinar un suceso ocurrido. [72]

Las tablas para la identificación de la ocurrencia, la gravedad y detectabilidad, se pueden ver en el Anexo 4, estas tablas de carácter genérico, para utilizarlas en el análisis de la turbina eólica de forma más práctica y priorizando las fallas presentes en el sistema, se adaptaron de la siguiente manera [73]:

- La escala de 1 al 10, representa el grado de incidencia en cada uno de los factores (severidad, ocurrencia y detectabilidad), esta escala se dividió en cuatro grandes grupos.

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

- El criterio de la severidad apunta a la capacidad de generar electricidad por parte de la turbina eólica.
- El criterio de ocurrencia se ajusta a la probabilidad de falla que presentan los subsistemas, dado que la literatura existente no se enfoca en una probabilidad específica para la falla de cada componente.
- El criterio de la detectabilidad, el cual oscila entre una alta certeza de detectar la falla, al punto de ser casi nula la posibilidad de ser detectado el problema.

De acuerdo a lo anterior, los criterios quedan de la siguiente manera:

Tabla 16: Escala de calificación para la severidad. Fuente: elaboración propia [73]

| Escala # | Descripción | Criterio |
|----------|--------------|---|
| 1 | Menor | Se puede generar electricidad pero se requiere reparación urgente |
| 5 | Marginal | Reducción de la capacidad de generar electricidad |
| 8 | Crítica | Pérdida de la capacidad de generar electricidad |
| 10 | Catastrófica | Daños mayores a la turbina como instalación de capital |

Tabla 17: Escala de calificación para la ocurrencia. Fuente: elaboración propia [73]

| Escala # | Descripción | Criterio |
|----------|---------------------------|--|
| 1 | Extremadamente improbable | La probabilidad de que ocurra un solo modo de falla es menor que 0.001 |
| 2 | Remoto | La probabilidad de que ocurra un solo modo de falla es mayor que 0.001 pero menor que 0.01 |
| 7 | Ocasional | La probabilidad de que ocurra un solo modo de falla es mayor que 0.01 pero menor que 0.10 |
| 10 | Frecuente | La probabilidad de que ocurra un solo modo de falla es mayor que 0.10 |

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

Tabla 18: Escala de calificación para la detectabilidad. Fuente: elaboración propia [73]

| Escala # | Descripción | Criterio |
|----------|----------------|--|
| 1 | Casi ciertos | Los métodos de monitoreo casi siempre detectan la falla |
| 4 | Alto | Es muy probable que los métodos de monitoreo detecten la falla |
| 7 | Bajo | Es poco probable que los métodos de monitoreo detecten la falla |
| 10 | Casi imposible | No se dispone de métodos de control conocidos para detectar la falla |

Estos criterios son los que permiten dentro del análisis FMECA poder determinar el número de prioridad del riesgo (NPR), determinando cuales son las causas posibles que generan los mayores fallos dentro de la turbina eólica.

Igual que en el caso de la criticidad, también es necesario fijar ciertos intervalos, para poder determinar cuáles son en este caso los componentes con mayor valor de NPR. Se determinan tres intervalos dentro del rango que va desde 1 hasta 1000, ya que, la multiplicación de la severidad, ocurrencia y detectabilidad, darán un número dentro de este rango de valores. No hay una regla que indique específicamente como hacerlo, dado que cada FMECA es distinto y las escalas que se utilizan también, dado esto los intervalos quedarán de la siguiente manera, ajustándose al rango de valores obtenidos durante el desarrollo:

- Alto riesgo, color rojo, valores entre los 350 a los 1000
- Riesgo medio, color amarillo, valores entre los 100 a los 349
- Riesgo bajo, color verde, valores entre 1 al 99.

Tabla 19: Clasificación valores de NPR. Fuente: Elaboración propia.

| NPR | | |
|-----------------------|------------|-----------------|
| Categorización | Intervalo | Código de color |
| Alto riesgo de falla | 350 - 1000 | |
| Riesgo de falla medio | 100 - 349 | |
| Riesgo de falla bajo | 1 - 99 | |

3.4.3. Desarrollo matriz del FMECA

Para la realización de la matriz del FMECA se tomará como guía la norma UNE 60812 [75], la cual define y detalla los pasos para un correcto desarrollo, así como también presenta modelos de planilla, con los elementos que se deberían incorporar para un correcto desarrollo del modelo.

A continuación, se detallan ciertos principios básicos para el desarrollo del FMECA [75]:

- El sistema en estudio (la turbina eólica) se desglosa en subsistemas y componentes.
- A continuación, para cada subsistema y componentes, se deben determinar todos los modos de fallo posibles.
- Las causas de fallo que generan los modos de fallos, se deben determinar para cada subsistema y/o componente.
- Se debe asignar un valor de severidad a los efectos de los distintos modos de fallo y a cada causa de fallo se le debe asignar un nivel de ocurrencia y detectabilidad.
- Por último, los valores de severidad, ocurrencia y detectabilidad se multiplican para obtener el número de prioridad de riesgo (NPR).
- Además, es posible incorporar al desarrollo del FMECA, lo que son los comentarios o acciones de mejora, como también el área encargada de velar o supervisar las acciones para que estos posibles fallos no ocurran.

Dada la extensión que presenta el desarrollo completo del FMECA y que la finalidad del trabajo es buscar los subsistemas más críticos y con el mayor valor de NPR, a modo resumen se presentará un extracto el cual detalla los componentes con los mayores valores de NPR (figura 3.4). En el anexo 4 es posible ver el desarrollo completo del FMECA, donde aparecen los demás subsistemas y componentes con valores de riesgo medio y bajo.

3.5. PROPUESTA DE MANTENIMIENTO PARA LOS SUBSISTEMAS CRÍTICOS.

El monitoreo de condición en la actualidad ha pasado a ser un componente vital para la gestión de los activos, esto se debe principalmente, a que su incorporación dentro de los procesos,

permite reconocer una falla de forma prematura, logrando tomar las acciones pertinentes para corregir o mitigar su efecto. Para la formulación de la propuesta de los planes de mantenimiento sintomáticos (predictivos) se considerará lo expuesto en la norma ISO 17359 que hace mención al monitoreo y diagnóstico de condición de las máquinas [115].

3.5.1. Estrategia de mantenimiento seleccionada.

El mantenimiento es una combinación de todas las posibles acciones, tanto técnicas como administrativas, encaminadas a mantener en funcionamiento o restaurar la condición de los equipos, para que puedan ejecutar las funciones requeridas [113].

Debido a que las turbinas eólicas son equipos de alta envergadura con un costo considerable, las empresas fabricantes y las que los utilizan como fuente de energía, están adoptando la modalidad de hacer monitoreo de los equipos de manera más frecuente tratando de maximizar la vida útil de estos.

Así como el monitoreo de condición genera altos beneficios para las empresas, reduciendo los tiempos muertos, la posibilidad de ocurrencia de una falla y la gravedad de esta, también se generan algunas desventajas con su utilización, más específicamente lo relacionado con la incorporación de los equipos o la compra de los servicios, la mano de obra especializada y la selección del mejor método de monitoreo [115].

De acuerdo a lo anterior, es que la propuesta de mantenimiento sintomático a desarrollar, se centrará en los sistemas y subsistemas más crítico determinados previamente, ya que, estos son los subsistemas que mayor atención requieren (ya sea por los costos de reparación como por los tiempos muertos), para mantener a la turbina en operación y prolongar su vida útil por el mayor tiempo posible.

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

| FMECA | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--|--|---|--|---|---|---|---|--|--|---|---|---|
| TURBINA EÓLICA VESTAS V100-2MW | | | | | | | | | | | | | | |
| Función principal de la turbina eólica: Convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica | | | | | | | | | | | | | | |
| Sistema | Subsistema | Función del subsistema | Componente | Modo de fallo | Efecto del fallo | | (S) | Causas del fallo | (C) | Métodos de detección del fallo | (D) | NPR | Comentarios/Acciones de mejora | Área responsable |
| | | | | | Efecto local | Efecto global | | | | | | | | |
| Rotor [76] [77] [78] [79] [80] [81] [82] [83] [92] | Palas | Transformar la fuerza del viento en el par requerido para generar energía | Palas | Fatiga | Formación de grietas | Pérdida del rendimiento aerodinámico | 8 | Cargas cíclicas | 7 | Inspección visual | 7 | 392 | Realizar un análisis de vibraciones para corroborar las imprecisiones visuales | Mantenimiento mecánico |
| Tren de transmisión [68] [82] [84] [85] [86] [87] [88] [89] [90] [91] [92] | Conjunto de eje principal | Soporta el rotor y transfiere parte de su carga al bastidor | Rodamiento Principal | Vibraciones excesivas del rodamiento | Se produce inestabilidad, ruidos | Reducción en el rendimiento eléctrico | 5 | Fatiga y desgaste de la pista, jaula y rodillos o bolas | 10 | Mantenimiento periódico o correctivo | 7 | 350 | Realizar un seguimiento del rodamiento a través de mantenimiento predictivo | Mantenimiento predictivo |
| | | | Caja de engranajes | Caja de transmisión completa | Fallo generalizado | Rotura de los componentes de la caja de | La turbina eólica deja de generar energía eléctrica | 10 | Desgaste excesivo de los rodamientos | 10 | Mantenimiento periódico o correctivo | 4 | 400 | Realizar una sustitución de rodamientos desgastados |
| | Engranajes | Fallo en los dientes de los engranajes | | Formación de cavidades y mordeduras en los engranajes | Reducción de la eficiencia mecánica | 8 | Marcas o hendiduras | 10 | Monitoreo periódico y continuo de condición. Análisis de vibración y análisis de aceite | 7 | 560 | Realizar inspecciones visuales para determinar si es mucho el daño que presenta el engranaje | Mantenimiento predictivo | |
| | Ejes de transmisión | Vibración torsional y lateral | | Desequilibrio y fractura de componente | Se pierde la capacidad de generar energía | 8 | Engranajes dañados | 7 | Mantenimiento periódico o correctivo. | 7 | 392 | Realizar el mantenimiento de la caja de transmisión y cambiar los engranajes dañados | Mantenimiento predictivo | |
| | Rodamientos | Fallos en los rodamientos | Incapacidad de soportar las cargas | Avería en el tren de transmisión que impide la | 10 | Vibración y sobrecarga | 10 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 4 | 400 | Solicitar a mantenimiento predictivo el monitoreo para prevenir el fallo por vibraciones | Mantenimiento predictivo | | |
| Módulo eléctrico [68] [82] [92] [99] [94] [100] [101] [102] [103] [110] | Generador | Convertir la energía mecánica en energía eléctrica | Generador completo | Fallo generalizado | Ruidos y calentamiento de la estructura | No se genera energía eléctrica | 10 | Fallo de los rodamientos delantero y trasero | 10 | Monitoreo de condición periódica y continua con Vibraciones, emisiones acústicas, termografía. | 4 | 400 | Realizar mantenimiento y la sustitución de los rodamiento, preocupandose de hacer un montaje correcto. | Mantenimiento predictivo |
| | | | Estator | Fallo eléctrico en el estator | Fallo estructural en el generador, por lo cual no se produce | La turbina eólica no produce energía eléctrica | 8 | Calor excesivo dentro de devanados y/o núcleo de hierro | 7 | Monitoreo de condición periódica y continua con análisis termográfico y mediciones eléctricas. | 7 | 392 | Debido a que los componentes del generador generan mucho calor durante su funcionamiento, es necesario realizar revisiones | Mantenimiento predictivo |
| | | | Rotor | Fallo eléctrico en el rotor | Fallo estructural del rotor del generador | La turbina eólica no produce energía eléctrica | 8 | Fallo de aislamiento | 7 | Monitoreo de condición periódica y continua más mediciones eléctricas y termografía. | 7 | 392 | Debido a que los componentes del generador generan mucho calor durante su funcionamiento, es necesario realizar revisiones periódicas con termografía | Mantenimiento eléctrico |
| | Convertidor de frecuencia | Desacoplar la frecuencia eléctrica de la red de la frecuencia mecánica del rotor | Convertidor de Frecuencia | Fallo del módulo IGBT | Aparición de armónicos en las propiedades de | La energía generada no cumple los | 8 | Fallo eléctrico, cortocircuito | 7 | Mantenimiento periódico | 7 | 392 | Tener la precaución durante la instalación y mantenimiento posteriores, de realizar bien las | Mantenimiento eléctrico |
| | | | | Refrigeración insuficiente (ventiladores) | Fallo en los componentes de electrónica de potencia | Pérdida de propiedades energéticas de la electricidad | 8 | Fallo eléctrico aleatorio | 7 | Mantenimiento periódico | 7 | 392 | Realizar monitoreos contantes, los cuales permitan distinguir las fallas o posibles fallas antes que puedan ocasionar fallas graves | Mantenimiento eléctrico |
| | Transtor-mador | Elevar la baja tensión del generador eléctrico a media tensión | Devanado | Pérdida de aislamiento en el devanado primario y | No se produce el cambio de voltaje. | No se podrá transferir la energía eléctrica a la red | 8 | Fallo eléctrico de tierra o de aislamiento | 7 | Mantenimiento periódico. | 7 | 392 | Realizar monitoreos contantes, los cuales permitan distinguir las fallas de forma prematura. | Mantenimiento eléctrico |
| | | | Devanado y Núcleo | Sobrecalentamiento del sistema | Fallo en el transformador | No se aumenta el voltaje que requiere el sistema de | 8 | Mala aislación | 7 | Mantenimiento periódico | 7 | 392 | Inspeccionar con termografía para corroborar que se esta generando una falla | Mantenimiento mecánico |
| Cuadro eléctrico | Proteger, controlar y aislar los equipos eléctricos del | Componentes electrónicos | Fallo de los disyuntores, fusibles y relés de protección | Inutilización del transformador | Interrupción en el proceso de conversión de voltaje | 8 | Fallo eléctrico, cortocircuito | 7 | Mantenimiento periódico | 7 | 392 | Durante los periodos de mantenimiento preocuparse de dejar bien aislados y conectados los contactos | Mantenimiento eléctrico | |

Figura 3.4: FMECA con los subsistemas más críticos. Fuente: Elaboración propia en Excel

3.5.2. Técnicas de monitorización.

En la actualidad existen varias técnicas de monitoreo para diversas necesidades, estas técnicas se pueden dividir en los ensayos no destructivos (END/NDT) o en los análisis de aceite y de vibraciones. Cada uno de los ensayos y análisis, están diseñados para ser aplicados en determinadas condiciones y equipos, para obtener los resultados correctos.

Dado que la turbina eólica está conformada por varios sistemas, subsistemas y componentes, se diseñó una tabla de forma de poder ordenar los elementos que forman parte del aerogenerador y los distintos ensayos y análisis. La metodología expuesta en la figura 3.5, busca indicar cuál es la técnica de inspección más adecuada para cada componente, lo que posteriormente se utilizará para llevar a cabo los planes de mantenimiento predictivo.

Con la finalidad de reducir el espacio, el nombre de los ensayos y de los análisis, fueron dispuesto en la tabla de forma abreviada, a continuación, se muestra el detalle de estas abreviaturas:

Tabla 20: Abreviaturas de los END y los Análisis. Fuente: Elaboración propia.

| Simbología | Definición | Simbología | Definición |
|------------|------------------------------------|------------|--------------------------------------|
| I.V. | Inspección Visual | S.P.M | Método de impulso de choques |
| L.P. | Inspección líquidos penetrantes | T.E. | Termografía |
| P.M. | Inspección Partículas Magnéticas | V.A.O.L. | Análisis de vibraciones on Line |
| U.S. | Inspección por Ultrasonido | V.A.O.P. | Análisis de vibraciones por operario |
| E.A. | Inspección por Emisiones Acústicas | A.L. | Análisis de lubricantes |
| I.R. | Inspección Radiográfica, rayos X | | |

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

| Descripción de los sistemas, subsistemas y componentes de la Turbina Eólica Vestas V100-2MW | | | | Inspecciones con Ensayos No Destructivos (E.N.D./N.D.T) | | | | | | | | Análisis de Vibraciones | | Análisis de aceite | | | |
|---|---------------------------|-------|--------------------------|---|------|------|------|------|------|------|-------|-------------------------|---------|--------------------|------|---|--|
| Sistemas | Subsistemas | Valor | Criticidad | Componentes | I.V. | L.P. | P.M. | U.S. | E.A. | I.R. | S.P.M | T.E. | V.A.O.L | V.A.O.P. | A.L. | | |
| Rotor [116] [118] [121] [123] [124] [125] | Palas | 90 | Alta | Palas | x | | | x | | x | | x | | | | | |
| | Pitch | 12 | Baja | Cilindros Hidráulicos | x | | | | | | | | | | x | | |
| | | | | Válvula Proporcional | x | | | | | | | | | | | | |
| Bujes | 55 | Media | Buje-Eje Principal | x | | | x | | | | | | | x | | | |
| | | | Buje- Palas | x | | | x | | | | | | | | | | |
| Tren de transmisión [116] [119] [120] [121] [122] [123] [124] [125] [126] [127] | Conjunto de eje principal | 26 | Baja | Rodamiento Principal | x | | | x | | | x | x | x | | | | |
| | | | | Eje Principal | x | | | | | | | x | | | x | | |
| | | | | Acoplamiento | x | | | | | | | | | | | | |
| | | | | Freno Mecánico | x | | | | | | | | | x | | | |
| Transmisión | 70 | Alta | Engranajes | x | | | | | | | | | x | | x | | |
| | | | Lubricación | x | | | | | | | | | | | | x | |
| Ejes de transmisión | | | | Ejes de transmisión | x | | | | | | | | x | | x | | |
| | | | | Rodamientos | x | | | | | | | | x | x | x | x | |
| Góndola [116] [121] [123] [125] | Anemómetro y Veleta | 33 | Media | Anemómetro y Veleta | x | | | | | | | | | | | | |
| | Yaw | 10 | Baja | Motor-Reductor | x | | | | | | | x | | | x | | |
| Freno | | | | x | | | | | | | | x | | | | | |
| Aro dentado | | | | x | | | x | x | | | | | | | | | |
| Rodamiento Yaw | | | | x | | | x | x | | | x | x | | | x | | |
| Estructura de soporte [121] [123] [124] [125] | Torre | 70 | Alta | Estructura cilíndrica | x | x | | x | x | x | | | | | | | |
| | Cimentación | 11 | Baja | Loza de hormigón | x | | | | | | | | | | | | |
| Tornillos | | | | x | | | | | | | | | | | | | |
| Módulo eléctrico [120] [121] [123] [124] [125] | Generador | 64 | Alta | Rodamientos | x | | | | | | | x | x | x | | | |
| | | | | Eje | x | | | | | | | | | x | x | | |
| | | | | Rotor | x | | | | | | | | | | | | |
| | | | | Estatórotor | x | | | | | | | | | x | | x | |
| | Convertidor de frecuencia | 11 | Baja | Convertidor de frecuencia | x | | | | | | | x | | | | | |
| | Transformador | 60 | Alta | Devanado | x | | | | | | | | x | | | | |
| | | | | Núcleo | x | | | | | | | | | x | | | |
| Cuadro eléctrico | 10 | | Componentes electrónicos | x | | | | | | | | | | | | | |
| Control y comunicación | 8 | Baja | Sensores | x | | | | | | | | | | | | | |
| | | | Cables | x | | | | | | | | | | | | | |
| | | | Software | x | | | | | | | | | | | | | |
| Sistema hidráulico [121] [122] [123] [125] | Sistema Hidráulico | 12 | Baja | Tanque | x | x | | | | x | | | | | | | |
| | | | | Bomba hidráulica | x | | | | | | | | | | | x | |
| | | | | Motor eléctrico | x | | | | | | | | | x | | x | |
| | | | | Tuberías | x | | | | | | | | | | | | |
| | | | | Válvulas | x | | | | | | | | | | | | |

Figura 3.5: END y Análisis aplicados a los distintos componentes de la turbina eólica V100-2MW. Fuente Elaboración propia en Excel

Cómo es posible apreciar de la figura 3.5, los END más utilizados son las inspecciones visuales y la termografía, esto tiene relación dado que lo primero que realizan los técnicos, es observar de forma visual si hay algún daño aparente o algún indicio de la falla, buscando grietas, fugas de líquido hidráulico u olores a quemado si es que viene al caso. Por otro lado, la termografía es una buena forma de buscar posibles fallas, debido que todo equipo rotatorio produce fricción entre sus elementos, cuando hay indicios de alguna falla, la temperatura es superior a la normal de funcionamiento, indicando que algo no está bien y es necesario tomar las medidas pertinentes.

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

En el caso del análisis de vibraciones, es una de las técnicas más utilizadas para detectar posibles fallos en los elementos rotativos, el caso más común son los rodamientos, componentes que permiten un funcionamiento adecuado, reduciendo el roce entre los elementos rodantes, también son considerados como elementos de seguridad, ya que en tema de mantenimiento es preferible cambiar un rodamiento que un eje o engranaje.

En menor medida se encuentran los análisis de aceite, los cuales nos permiten por medio de la degradación o la contaminación del aceite, determinar una posible falla o indicios de esta.

3.5.3. Desarrollo de propuesta de mantenimiento Sintomático.

La propuesta de mantenimiento tiene por finalidad contribuir a la detección de las fallas incipientes dentro de los componentes más críticos. El desarrollo de la propuesta considera a los subsistemas y componentes más críticos junto con los modos de fallo obtenidos del FMECA, a esto se le agrega las tareas de mantenimiento, la frecuencia de aplicación del método (END o análisis de vibración o de aceite) y por último el especialista responsable de realizar la prueba, para corroborar el estado del equipo.

Los END y los análisis de vibración y aceite utilizados, son los descritos anteriormente en la figura 3.5, destacando el uso de la termografía, ultrasonido, rayos X, inspecciones visuales, el análisis de vibraciones y por último el de aceite. La frecuencia de aplicación del método, se refiere al intervalo de tiempo que se recomienda ejecutar las mediciones, para detectar una posible falla en caso de que existiera. Por último, encontramos a los especialistas, que son aquellos encargados de ejecutar el análisis y de acuerdo a su experiencia poder interpretar de buena forma los datos obtenidos en cada muestra.

La propuesta de mantenimientos, se realizó de forma separada para cada subsistema (cinco planes), esto con la finalidad de poder representarlo de una forma más ordenada y amigable al usuario. Esto no quiere decir que los demás componentes no tengan importancia dentro del correcto funcionamiento de la turbina eólica, es solo enfatizar que estos subsistemas y componentes requieren de mayor cuidado y una constante atención por parte de las distintas áreas de mantenimiento. A continuación, se detalla el plan de mantenimiento referido a la transmisión, los planes para los otros subsistemas críticos se encuentran en el Anexo 5:

Plan de mantenimiento para la Transmisión

Tabla 21: Propuesta de mantenimiento sintomático-Transmisión. Fuente: Elaboración propia.

| Subsistema | Componentes | Modo de falla | Tarea de mantenimiento | Frecuencia de aplicación | Especialista responsable | |
|-------------|-------------|--|--|---|---------------------------|---------------------------|
| Transmisión | Rodamientos | Rodamientos con presencia de Grietas Axiales | Medición de vibraciones en los rodamientos | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | | Análisis de muestras de aceite | Semestral / Anual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | Rodamientos con Corrosión por fricción | Medición de vibraciones en los rodamientos | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | | Análisis de muestras de aceite | Semestral / Anual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | Rodamientos con Raspado de superficie | Medición de vibraciones en los rodamientos | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | | Análisis de muestras de aceite | Semestral / Anual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | Rodamientos con Micro picaduras | Medición de vibraciones en los rodamientos | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | | Análisis de muestras de aceite | Semestral / Anual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | Rodamientos con Falso brinelling | Medición de vibraciones en los rodamientos | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | | Análisis de muestras de aceite | Semestral / Anual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | Engranajes | Engranajes con presencia de Fatiga | Medición de vibraciones en los engranajes | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | | Inspección visual en los engranajes | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | | | | | Semestral / Anual | |

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

| | | | | |
|------------|---|---|-------------------|---------------------------|
| | | Análisis de muestras de aceite | | Mantenimiento Sintomático |
| | Engranajes con Raspado en la superficie | Medición de vibraciones en los engranajes | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | Inspección visual en los engranajes | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | | Análisis de muestras de aceite | Semestral / Anual | Mantenimiento Sintomático |
| | Engranajes con Corrosión por fricción | Medición de vibraciones en los engranajes | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | Inspección visual en los engranajes | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | | Análisis de muestras de aceite | Semestral / Anual | Mantenimiento Sintomático |
| | Engranajes con Micro y/o Macro picado | Medición de vibraciones en los engranajes | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | Inspección visual en los engranajes | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | | Análisis de muestras de aceite | Semestral / Anual | Mantenimiento Sintomático |
| Lubricante | Lubricante con Formación de espuma | Análisis de muestras de aceite | Semestral / Anual | Mantenimiento Sintomático |
| | Lubricante con Contaminación | Análisis de muestras de aceite | Semestral / Anual | Mantenimiento Sintomático |

3.5.4. Desarrollo de la propuesta de Sensorización

La correcta sensorización de los subsistemas y componentes es de vital importancia para la toma de datos al momento de aplicar algún END y el análisis de vibraciones, ya que de esto depende los resultados posteriores y las medidas preventivas y/o correctivas que tome el equipo de mantenimiento para mantener en óptimas condiciones a la turbina eólica.

Para el desarrollo del presente informe, la propuesta de sensorización se enfocará en el análisis de vibraciones, dado que es uno de los procedimientos más utilizados en las fábricas e industrias a nivel mundial. En relación a la selección dentro de los subsistemas más críticos obtenido del desarrollo anterior (figura 3.5), se escogerá la transmisión, debido a que es el único subsistema del cual se pudo obtener el diagrama de diseño, donde se expusieron sus componentes y es factible desarrollar la propuesta mediante el análisis de vibraciones.

En relación a la transmisión, esta es fabricada por Winergy y corresponde al modelo PEAB 4440 [128], donde las principales características fueron detalladas en la tabla 4. A continuación, se muestra una imagen de la transmisión en corte, donde es posible diferenciar los componentes y detallarlos de forma más específica.

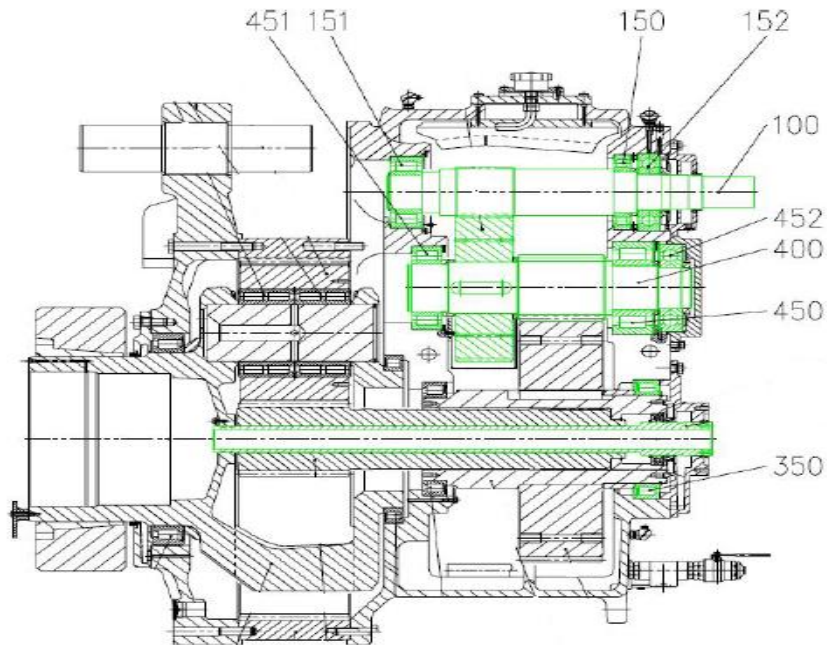


Figura 3.6: Imagen en corte de la transmisión PEAB 4440. Fuente: Winergy [128]

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

Cómo es posible evidenciar de la figura 3.6, la transmisión está conformada por tres etapas, la de baja velocidad correspondiente al eje planetario (eje en la parte inferior del diseño) y la de media y alta velocidad del tipo helicoidal (parte superior). Los rodamientos son identificados por medio de los números dispuestos sobre la figura 3.6, en la tabla 22 es posible evidenciar de forma más específica los componentes fundamentales de la transmisión.

Tabla 22: Descripción de los componentes fundamentales de la transmisión. Fuente: Winergy [128]

| Número del componente | Descripción |
|-----------------------|---|
| 100 | Eje de alta velocidad (HSS) |
| 150 | Rodamiento del eje de alta velocidad (lado Generador) |
| 151 | Rodamiento del eje de alta velocidad (lado Rotor) |
| 152 | Rodamiento Axial eje de alta velocidad |
| 400 | Eje intermedio (IMS) |
| 450 | Rodamiento del eje intermedio (lado Generador) |
| 451 | Rodamiento del eje intermedio (lado Rotor) |
| 452 | Rodamiento Axial eje intermedio |
| 350 | Rodamiento del eje de baja velocidad (lado Generador) |

La idea de la propuesta de sensorización, es poder abarcar los tres ejes cartesianos, de acuerdo al movimiento dinámico de la máquina. Los sensores se colocan en distintas posiciones, con la finalidad de poder determinar las distintas fuerzas que están involucradas dentro de la dinámica del subsistema, estas fuerzas corresponden a la fuerza Axial, Radial Horizontal y por último Radial Vertical.

Para el desarrollo de la propuesta, se utilizará la misma figura 3.6, a la cual se le han hecho ciertas marcas, que permiten identificar la posición de los sensores y la ubicación de los rodamientos. Las flechas rojas con números y los puntos azules, hacen mención a las posiciones donde se colocará el sensor para tomar la muestra, los círculos de colores tienen por finalidad resaltar la posición de los distintos rodamientos y engranajes. A continuación, se detalla a qué corresponde los símbolos utilizados en la figura 3.7, por medio de la tabla 23.

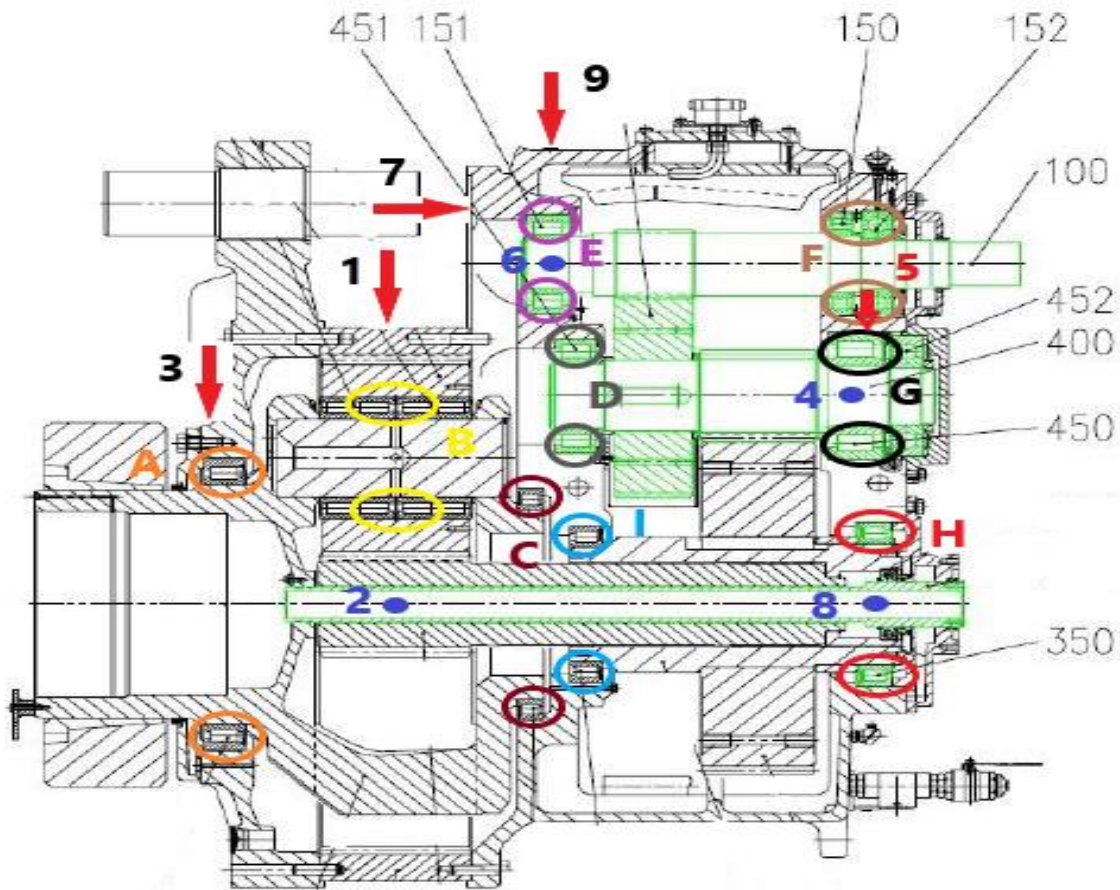


Figura 3.7: Transmisión PEAB 4440 con los distintos símbolos. Fuente: Winergy [128]

Tabla 23: Descripción de los distintos símbolos usados en la transmisión. Fuente: Elaboración propia

| Símbolos | Descripción |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| Flecha roja hacia abajo (1) | Posición del sensor radial vertical |
| Flecha roja hacia abajo (3) | Posición del sensor radial vertical |
| Flecha roja hacia abajo (5) | Posición del sensor radial vertical |
| Flecha roja en horizontal (7) | Posición del sensor axial |
| Flecha roja hacia abajo (9) | Posición del sensor radial vertical |
| Punto color azul (2) | Posición del sensor radial horizontal |
| Punto color azul (4) | Posición del sensor radial horizontal |
| Punto color azul (6) | Posición del sensor radial horizontal |
| Punto color azul (8) | Posición del sensor radial horizontal |

Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

De acuerdo a lo descrito en la figura 3.7 y la tabla 23, los puntos de medición son escogidos para los siguientes fines:

- El punto 1 y 2 tienen la finalidad de monitorear el piñón planetario, los satélites y la corona, también los rodamientos designados con las letras B, C, I.
- El punto 3 monitorea el rodamiento A
- El punto 4 se encarga de monitorear los rodamientos G y D, y los engranajes en la etapa intermedia.
- El punto 5 ve los rodamientos G y F.
- El punto 6 se encarga de determinar las vibraciones en los rodamientos D y E, y en la etapa final, eje de salida.
- El punto 7, se encarga de determinar el desalineamiento o los problemas de vibraciones axiales que se pueden producir en el eje de alta velocidad.
- El punto 8 se encarga de monitorear las vibraciones del rodamiento H y los engranajes de la etapa intermedia.
- El punto 9 mide las vibraciones en los rodamientos E y F, y las fallas en el eje de alta velocidad.

Mediante la propuesta del plan de mantenimiento y la sensorización, se espera contribuir a la toma de mejores muestras que contribuyan a evidenciar de forma más clara y prematura las posibles fallas, alargando la vida útil de la turbina eólica por el tiempo que tiene previsto el parque eólico.

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. DEFINICIÓN

Este capítulo tiene por finalidad, mostrar los resultados obtenidos a través del estudio de la criticidad y el riesgo por medio del desarrollo de un FMECA (Anexo 4).

Lo primero, es hacer una descripción de los modos de fallo y las causas de estos, en relación a los subsistemas y componentes principales. Luego de forma gráfica mostrar las causas de los fallos con la ponderación obtenida del cálculo del número de prioridad del riesgo (NPR), con la finalidad de destacar la causa del fallo, analizar el por qué ocurren estas causas y cuál es el componente más afectado.

Posterior a esto, se analizarán los subsistemas más críticos determinados, con la finalidad de poder determinar y realizar asociaciones con los datos obtenidos del FMECA

4.2. LAS CAUSAS DE FALLO Y SU VALOR NPR PARA LOS SUBSISTEMAS.

Por medio del FMECA se realizó una búsqueda de los principales modos y causas de los fallos de la turbina eólica Vestas V100-2MW, lo cual, nos permite analizar e interpretar los datos obtenidos, intentando determinar cuáles son los posibles factores que propician el surgimiento de estas de fallo.

A continuación, se detalla lo expuesto anteriormente para los Subsistemas y los componentes presentes en el aerogenerador. Considerando la extensión que conlleva el desarrollo del análisis, se detalla una parte de este y la otro estará expuesta en el Anexo 6:

4.2.1. Rotor

4.2.1.1. Palas

Las palas son componentes de gran envergadura, que tiene como finalidad transformar la energía proveniente del viento (cinética) en energía mecánica. Son fabricadas a través de la unión de distintos materiales compuestos formando un solo elemento de gran resistencia, el cual

Capítulo 4. Análisis de resultados

debe soportar de forma adecuada los malos tratos y el tiempo de vida previsto para su funcionamiento.

Como se observa del gráfico 4.1, son varias las causas que producen que las palas puedan fallar, destacando las cargas cíclicas permanentes con el valor de NPR más alto. Según el estudio realizado por Mendía Villaamil [129] en relación a la fatiga por cargas cíclicas, estas se deben principalmente a los ciclos de cargas elevadas durante su vida útil y la baja predictibilidad de las cargas, debido a la naturaleza estocástica del viento, que lo hace muy variable e imprevisible. A esto se le suma la velocidad del viento, que es aquella, que permite el movimiento del sistema y es un factor muy importante sobre las cargas que recibe el sistema.

Tabla 24: Modos y causas de los fallos en las Palas. Fuente: Elaboración propia con FMECA.

| Modos de Fallo de las Palas | Causas del fallo |
|---|---|
| Fractura de las palas | Impacto por rayos |
| | Fatiga del material |
| Fatiga | Cargas cíclicas permanentes |
| Agrietamiento | Delaminación |
| | Desunión de la matriz de resina |
| | Concentración de tensiones locales |
| Grietas | Cargas cíclicas permanentes |
| Deterioro de la rigidez de la estructura raíz | Fatiga y delaminación |
| | Deficiencia del material |
| Desequilibrio aerodinámico | Error de diseño |
| | Desajuste de las palas |
| Acumulación de suciedad | Falta de pintura o recubrimiento |
| | Deterioro de los accesorios por efectos del clima |

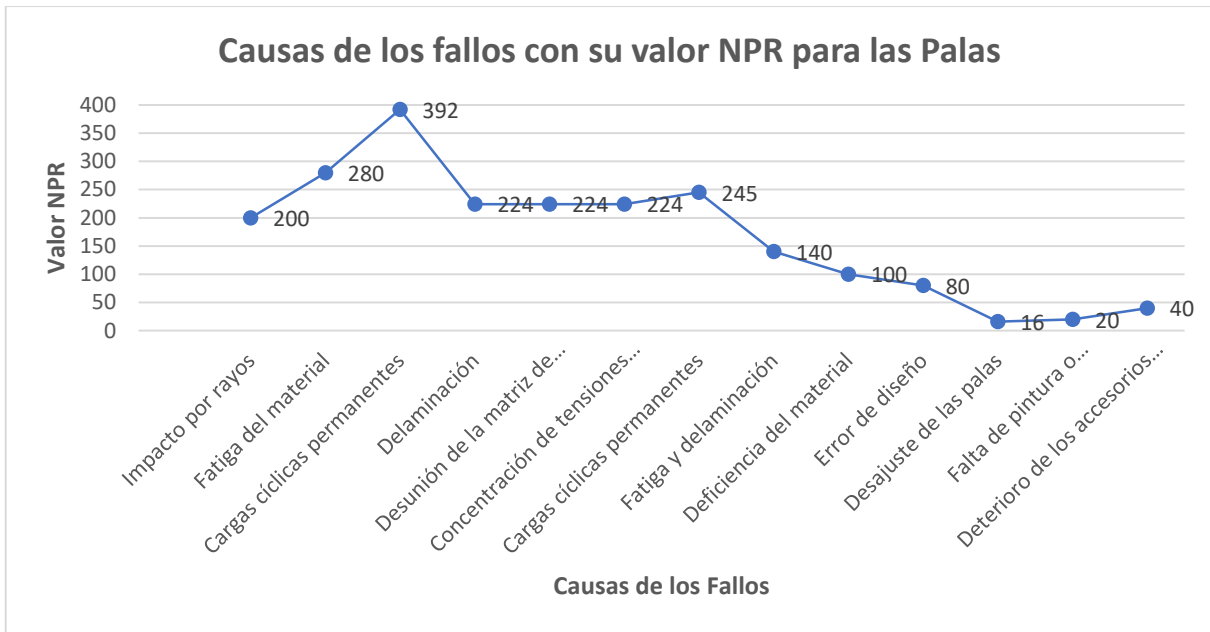


Gráfico 4-1: Causas de los fallos con su valor NPR para las Palas. Fuente: Elaboración propia

4.2.1.2. Pitch.

El sistema Pitch, es aquel que permite variar el ángulo de incidencia de las palas, cortando al viento de la mejor forma posible para maximizar el rendimiento de la turbina eólica. Compuesto principalmente por los cilindros hidráulicos, la válvula proporcional y el controlador electrónico, son estos los componentes de los cuales se detallan los modos y causas de los fallos, para posteriormente especificar según el NPR cuál es el principal que puede desencadenar en una posible falla.

4.2.1.2.1. Cilindros Hidráulicos.

Como es posible apreciar del gráfico 4.2, las fallas que presentan un mayor riesgo no son la relacionadas con la electrónica de los sensores, sino posibles fallas mecánicas derivadas de los efectos de un líquido hidráulico, que presente partículas contaminantes o haya perdido sus propiedades. A pesar de que estas causas de fallos son de media criticidad según el valor NPR, es necesario crear planes de acción para evitar estas posibles fallas.

Capítulo 4. Análisis de resultados

Tabla 25: Modos y causas de los fallos de los cilindros hidráulicos. Fuente: Elaboración propia con FMECA.

| Modos de Fallo de los cilindros hidráulicos | Causas del fallo |
|---|---|
| Fallo de los sensores en los actuadores | Mala calibración de los sensores |
| | Funcionamiento anormal |
| | Sensores en mal estado |
| Fugas internas o externa de los actuadores | Presencia de partículas contaminantes y suciedad en el tanque hidráulico. |
| | Corrosión del fluido hidráulico por agua |
| | Bloqueo de la bomba |
| | Error en las conexiones (racores, flexibles y adaptadores) |
| | Alta viscosidad del fluido |
| | Presiones elevadas ejercidas por el actuador |

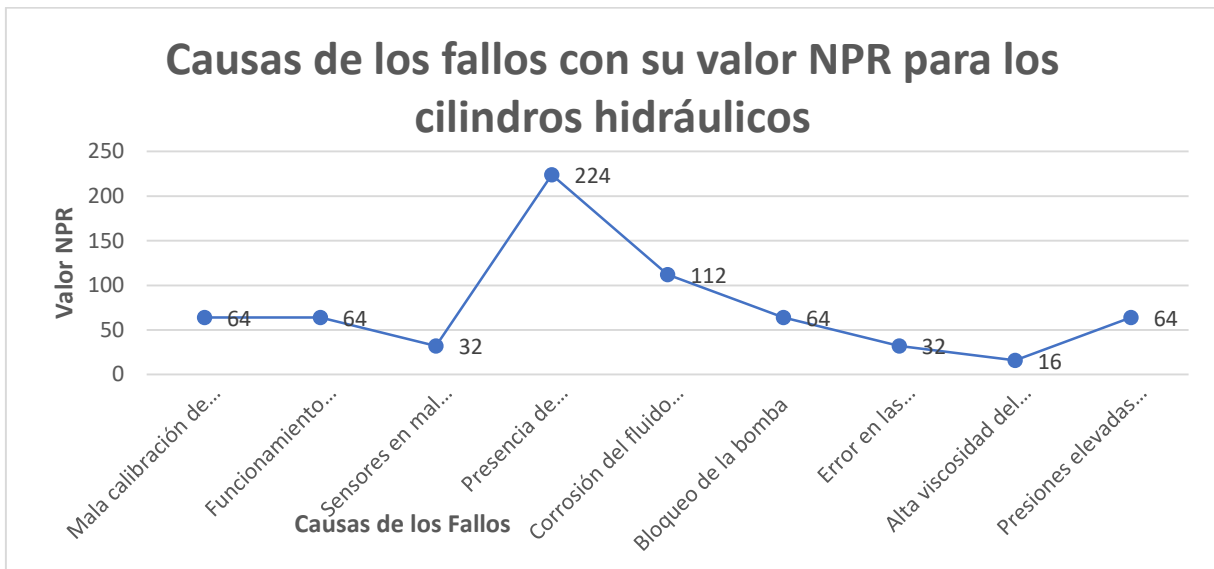


Gráfico 4-2: Causas de los fallos con su valor NPR para los cilindros hidráulicos. Fuente: Elaboración propia

4.2.1.2.2. Válvula Proporcional.

Del gráfico 4.3, que indica las causas que pueden ocasionar las fallas en los solenoides, la que presenta un mayor valor de criticidad es la relacionada con las condiciones ambientales, esto se debe principalmente a las condiciones de trabajo en las que se encuentra la turbina eólica, ya que, aunque los componentes estén cubiertos por la góndola las condiciones ambientales tales como el polvo, la humedad y las variaciones de temperatura siempre están presentes y con el paso del tiempo afectan al componentes provocando la falla de este. De todas maneras, estas

Capítulo 4. Análisis de resultados

fallas presentan una baja criticidad y realizando monitoreo del sistema es posible detectar la falla y corregirla de forma oportuna.

Tabla 26: Modos y causas de los fallos de la válvula proporcional. Fuente: Elaboración propia con FMECA.

| Modos de Fallo de la válvula proporcional | Causas del fallo |
|---|--------------------------------------|
| Funcionamiento anormal del solenoide | Funcionamiento anormal del solenoide |
| | Condiciones ambientales inesperadas |
| | Exceso de calor en la válvula |

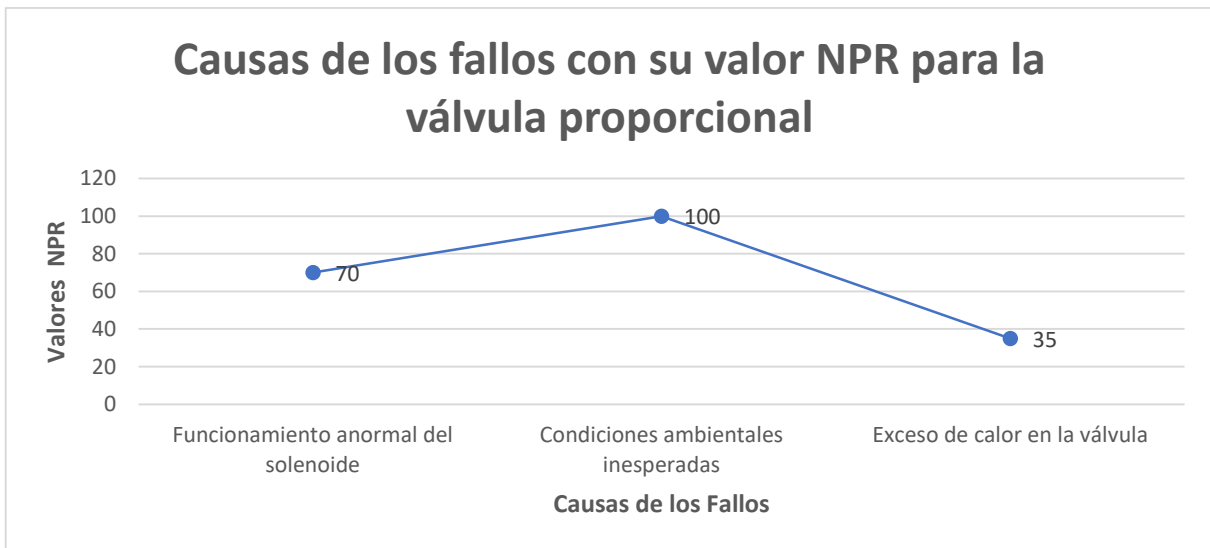


Gráfico 4-3: Causas de los fallos con su valor NPR para la válvula proporcional. Fuente: Elaboración propia

4.2.1.2.3. Controlador Electrónico.

En relación al controlador electrónico, por lo que se puede observar del gráfico 4.4 es que presenta una baja criticidad. Al ser un componente electrónico las posibles fallas son detectables de forma más rápida y es posible darle una pronta solución al problema.

En general y de acuerdo a lo observado en los gráficos 4.2, 4.3 y 4.4, los valores de NPR no son muy elevados, encontrándose la mayoría de estos en un rango de baja a media criticidad, de todas maneras, es posible destacar la causa de falla, relacionada con la presencia de partículas contaminantes al interior del sistema o en el aceite que afecta a los cilindros hidráulicos del sistema Pitch. Este tipo de fallas, en la cual se produce una degradación del líquido hidráulico puede ser bastante común si no se tienen las precauciones correspondientes, es así como un estudio realizado por Peswind [80] hace mención, que las fallas de los sistemas hidráulicos en

Capítulo 4. Análisis de resultados

muchas ocasiones son simples y fáciles de reparar, aun así, pueden tener un impacto crítico en la disponibilidad y funcionamiento de la turbina eólica si no son detectadas a tiempo. De acuerdo a lo anterior, es necesario realizar inspecciones al sistema y hacer los análisis de aceite como indica el fabricante de los equipos.

Tabla 27: Modo y causas del fallo del controlador electrónico. Fuente: Elaboración propia con FMECA.

| Modo de Fallo del controlador electrónico | Causas del fallo |
|---|--|
| Fallo del controlador electrónico del sistema Pitch | Daños en los cables que transportan la señal |
| | Errores de mantenimiento |
| | Error de diseño |
| | Errores eléctricos |

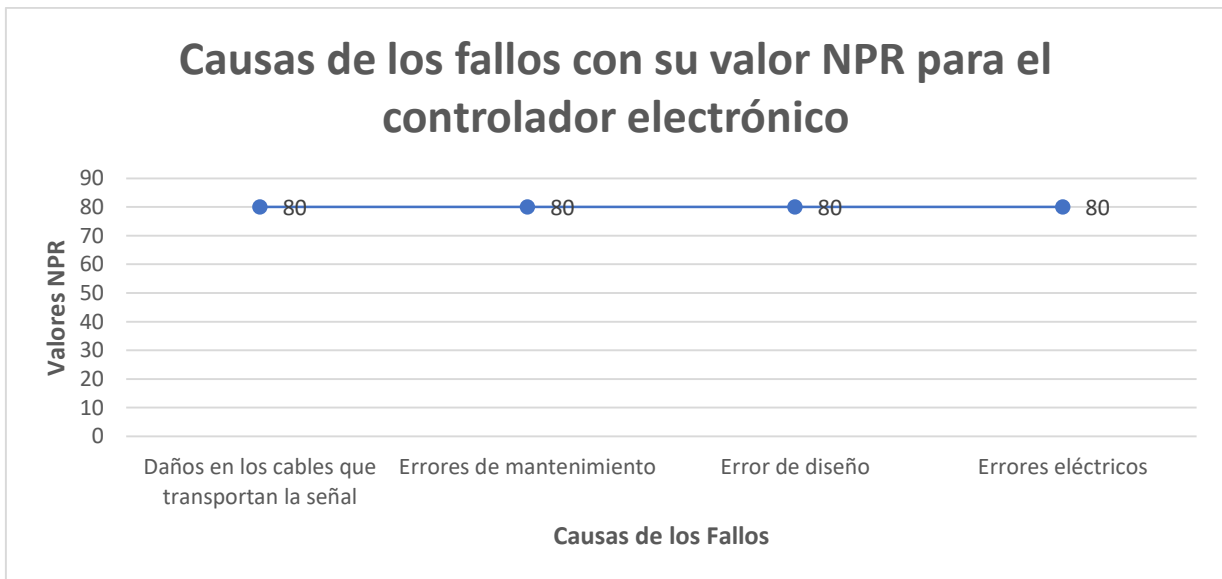


Gráfico 4-4: Causas de los fallos con su valor NPR para el controlador electrónico. Fuente: Elaboración propia

4.2.1.3. Buje.

El buje es el elemento que permite la unión de las palas a los distintos subsistemas. A su vez, es el encargado de transmitir las fuerzas, momentos y vibraciones al formar la unión con el eje principal. A continuación, se indican las distintas uniones que tiene el buje junto con los modos de fallo y las causas de estos:

4.2.1.3.1. Buje-Eje Principal

Del gráfico 4.5 es posible desprender que su valor de criticidad es relativamente bajo y que las posibles fallas son aquellas principalmente derivadas de una mala instalación o el desgaste

Capítulo 4. Análisis de resultados

prematureo de los componentes. En función a esto, es necesario hacer un seguimiento y un control de calidad luego de haber ensamblado los componentes, para evitar posibles problemas que prevengan de los errores humanos.

Tabla 28: Modo y causas del fallo en el Buje- Eje principal. Fuente: Elaboración propia con FMECA.

| Modo de Fallo del Buje-Eje principal | Causas del fallo |
|--|-------------------------------------|
| Holgura en la unión buje-eje principal | Plato de acoplamiento dañado |
| | Montaje incorrecto |
| | Corrosión |
| | Afloje o rotura de pernos y tuercas |

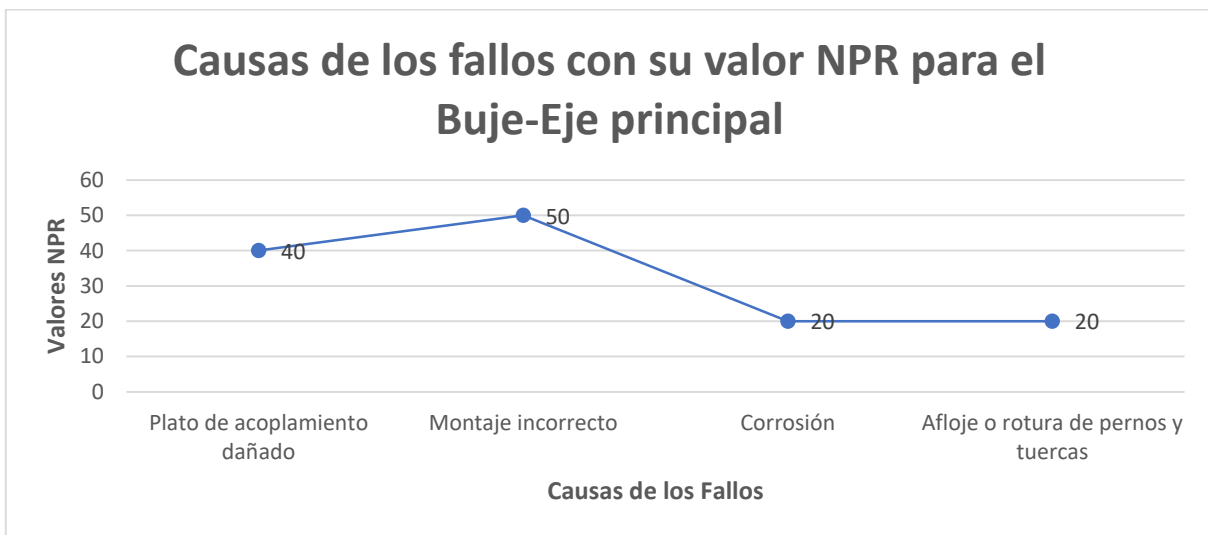


Gráfico 4-5: Causas de los fallos con su valor NPR para el Buje-Eje principal. Fuente: Elaboración propia

4.2.1.3.2. Buje-Palas

Igual que en el caso del Buje-Eje principal (gráfico 4.5), los componentes Buje-Palas presentan una baja criticidad y las principales causas de los fallos es el desgaste de los componentes, lo cual puede ser detectado de forma prematura si se realizan inspecciones periódicas a los componentes.

Tabla 29: Modo y causas del fallo en el Buje - Palas. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de Fallo del Buje-Palas | Causas del fallo |
|-------------------------------|--|
| Holgura en la unión pala-buje | Bridas de acoplamiento dañada |
| | Rotura o aflojamiento de tuercas y tornillos |
| | Montaje incorrecto |

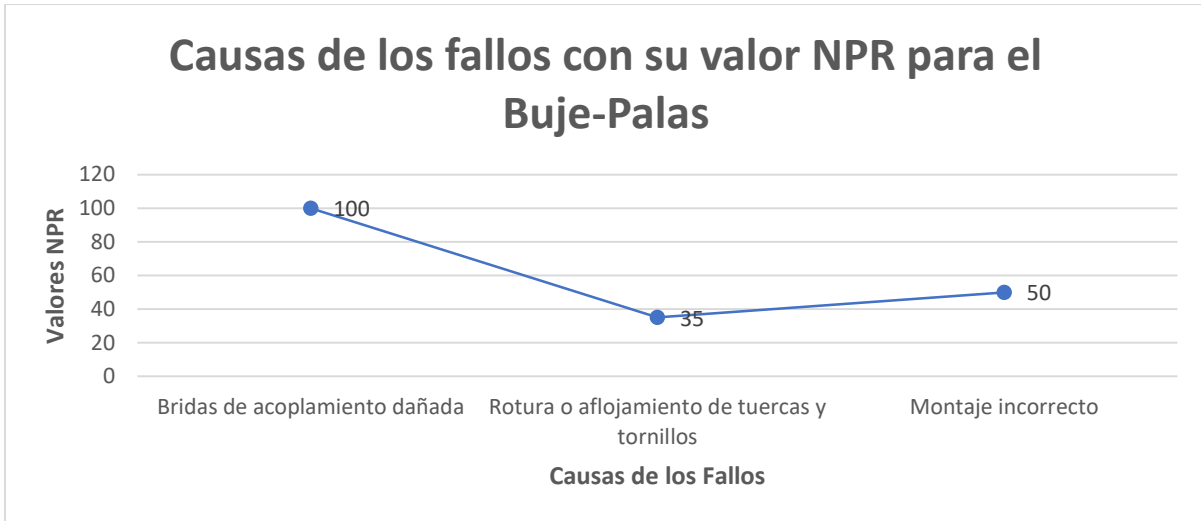


Gráfico 4-6: Causas de los fallos con su valor NPR para el Buje - Palas . Fuente: Elaboración propia

4.3. ANÁLISIS DE LOS SUBSISTEMAS CON ALTA CRITICIDAD.

Este apartado tiene por finalidad analizar los subsistemas más críticos, obtenidos del análisis de criticidad y compararlos con los resultados obtenidos del FMECA. Este análisis busca poder obtener las causas de los fallos y los componentes que requieren de una prioridad en la toma de acciones para reducir los riesgos y con esto tratar de prolongar la vida útil de la turbina eólica Vestas V100-2MW.

4.3.1. Subsistema con alta criticidad

Del análisis de criticidad expuesto en el capítulo 3, de la tabla 14 es posible obtener los subsistemas más críticos, al igual que en la figura 3.4, la cual es un extracto del FMECA con los subsistemas, modos y las causas de los fallos más críticos.

Tabla 30: Comparación entre el análisis de criticidad y FMECA. Fuente: Elaboración propia

| Subsistemas con Alta Criticidad | |
|---------------------------------|------------------------|
| Análisis de criticidad | FMECA |
| Palas | Palas |
| Caja de engranajes | Conjunto eje principal |
| Torre | Caja de engranajes |
| Generador | Generador |
| Transformador | Convertidor |
| | Transformador |
| | Cuadro eléctrico |

Capítulo 4. Análisis de resultados

De la tabla 30 es posible comparar los subsistemas más críticos, obtenidos con cada uno de los procesos. Como es posible observar, solo hay dos subsistemas que no están presentes en ambos análisis, es decir, en el FMECA encontramos el conjunto Eje principal y el Convertidor, los cuales no se encuentran en el análisis de criticidad realizado previamente.

Esta diferencia en la cantidad de subsistemas, se puede producir por el hecho de que el FMECA es un análisis más profundo, que busca averiguar, qué es lo que está generando el modo de fallo y cuáles son las medidas de acción que se pueden implementar para mitigar o reducir estas fallas, de acuerdo a la recopilación de una gran cantidad de información que permite evaluarlo, mediante los criterios de severidad, ocurrencia y detectibilidad, mientras que el análisis de criticidad solo considera dos factores, específicamente la consecuencia y la frecuencia de fallos, haciendo una jerarquía de los subsistemas de acuerdo al impacto global que estos puedan generar.

4.3.2. Análisis subsistemas con alta criticidad.

Las turbinas eólicas en la actualidad presentan una vida útil esperada de 20 años más o menos, con una disponibilidad operativa de todos los subsistemas de 95% o más, pero de todas maneras existe la posibilidad que algunos subsistemas principales puedan fallar [20]. Para el análisis de los resultados, nos centraremos en los subsistemas principales que están presentes en ambos métodos (tabla 30) previamente utilizados, como una forma de enfocarse en los subsistemas con alta criticidad y que presentan fallas y reemplazo de componentes dentro de los 10 primeros años de funcionamiento [20]. Por lo tanto, los subsistemas principales seleccionados son: las Palas, la Transmisión, el Generador y el Transformador.

Mediante el FMECA desarrollado, es posible extraer las causas de los fallos con el mayor valor de criticidad, estas causas son posible de apreciar en la tabla 31 y de una forma visual mediante el gráfico 4.7. Al analizar el gráfico es posible darse cuenta que el valor de criticidad global ronda los 400 NPR aproximadamente, excepto en uno de los componentes, donde el valor se dispara alcanzando los 560 NPR, este valor hace referencia a las marcas o hendiduras que se pueden producir en los engranajes de la transmisión.

Capítulo 4. Análisis de resultados

De acuerdo a lo estipulado por Sankar, Nataraj y Prabhu en su estudio sobre las transmisiones para turbinas eólicas, lo expuesto en el párrafo anterior, se puede deber a la contaminación del lubricante o por el funcionamiento constante de la transmisión con rodamientos en estado defectuosos [87]. Lo cual, puede ocasionar a parte de las hendiduras o marcas en lo engranajes, el desprendimiento de partes de los dientes o incluso la rotura parcial del engranaje, esto puede originar también la falla en el eje de transmisión, causando un fallo en cadena de los componentes de la transmisión, elevando los tiempos de inactividad y generando altísimas pérdidas económicas.

Tabla 31: Causas de los fallos de los subsistemas con mayor criticidad. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Subsistemas | Componentes | Causas de fallos |
|---------------|------------------------------|---|
| Palas | Palas | Cargas cíclicas |
| Transmisión | Caja de transmisión completa | Desgaste excesivo de los rodamientos |
| | Engranajes | Marcas o hendiduras |
| | Ejes de transmisión | Engranajes dañados |
| | Rodamientos | Vibración y sobrecarga |
| Generador | Generador completo | Fallo de los rodamientos delantero y trasero |
| | Estator | Calor excesivo dentro de devanados y/o núcleo de hierro |
| | Rotor | Fallo de aislamiento |
| Transformador | Devanado y Núcleo | Fallo eléctrico de tierra o de aislamiento |
| | | Mala aislación |
| | | Fallo eléctrico aleatorio |

Otro componente de suma importancia y que son los responsables de la mayoría de las fallas tanto en la transmisión como en los generadores son los rodamientos. Las fallas presentes en los rodamientos de la transmisión, se asocian principalmente a sobrecargas por fuerzas excesivas del viento, la desalineación entre el eje de la transmisión y el generador [87], y las grietas axiales o conocidas como grietas de grabado blanco (WECs), que son grietas presentes en el interior del material, y con el tiempo salen a la superficie, propagándose sobre el área de rodadura [133].

Para el caso del generador, el fallo en los rodamientos se produce por un exceso o la falta de lubricación, alineación del eje y las vibraciones recurrentes [20]. Estos fallos principales, si no son atendidos en el momento oportuno, pueden ocasionar fallas en otros componentes del

Capítulo 4. Análisis de resultados

subsistema, como es el caso del rotor y el estator, ya que al fallar un rodamiento podría producir que el rotor toque al estator mientras están girando, provocando daños al bobinado, elevando la temperatura y con esto reduciendo la aislación presente en el bobinado llegando a generar un corto circuito, provocando una falla generalizada del generador, y de forma similar a la transmisión, ocasionando que los costos de reparación y los tiempos que estarían los equipos detenidos serian de un carácter considerable.

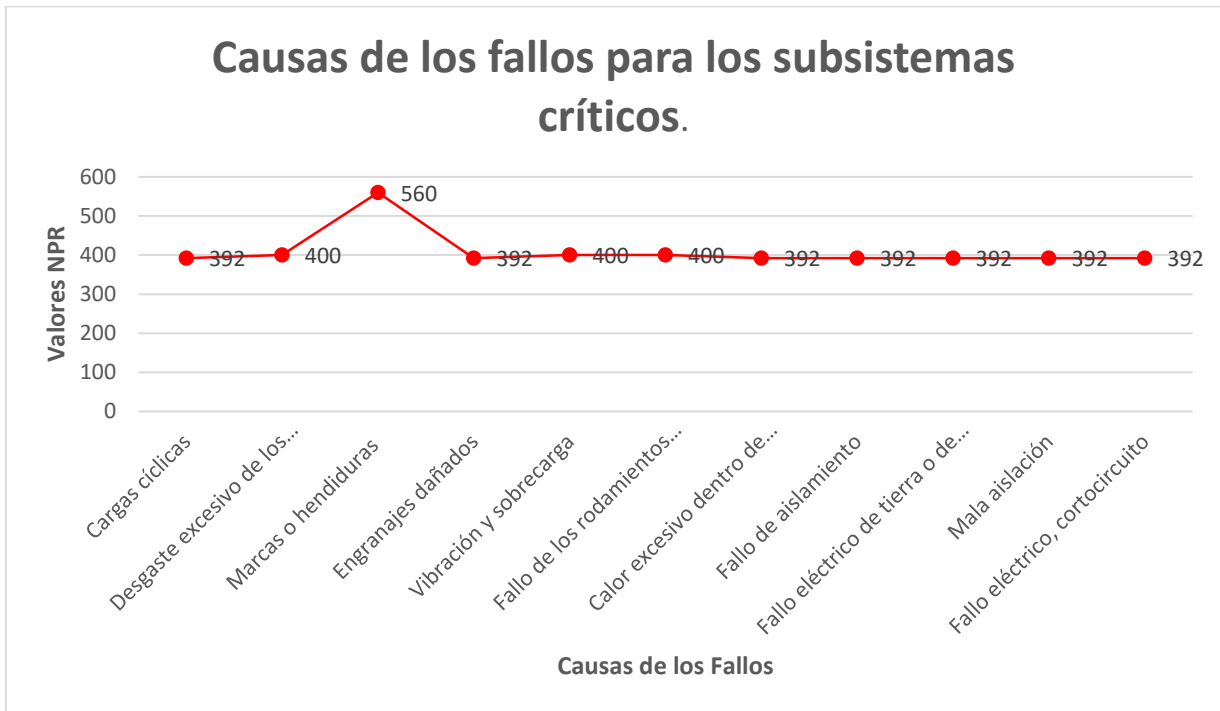


Gráfico 4-7: Causas de los fallos para los subsistemas críticos. Fuente: elaboración propia

Las palas también son consideradas como un subsistema crítico, destacando las cargas cíclicas como la causa de fallo con el valor de criticidad más alto. En promedio, del 1 al 3% de las turbinas eólicas requieren un reemplazo de las palas en los 10 primeros años de funcionamiento, dado esto es necesario realizar monitoreo e inspecciones visuales a las palas para prevenir o anticiparse a la falla.

Estas cargas cíclicas que afectan a las palas, pueden ser ocasionadas por la naturaleza estocástica del viento, por lo que lo hace muy variable e imprevisible [129]. A esto se le suma la velocidad del viento, la erosión ocasionada por la lluvia, ya que, al impactar las gotas de agua con las palas se generan defectos en los bordes, el mismo efecto pueden producir las aves al chocar con las

Capítulo 4. Análisis de resultados

palas [20]. Estas constantes cargas con el tiempo producen el colapso de las palas y con esto la detención en la generación de energía.

En relación al transformador, las principales causas de fallas son relacionadas con desperfectos eléctricos, haciendo referencia a las descargas disruptivas generadas entre los bobinados por una ruptura en el aislamiento. También, las fallas térmicas son causas que generan las descritas en el gráfico 4.7, ya que los puntos calientes y la degradación térmica da como resultado la pérdida de la resistencia física del aislamiento, que conlleva a generar cortos circuitos y en casos extremos la degradación total de los componentes internos del transformador [103].

Es posible deducir del análisis anteriormente expuesto, que las principales causas de fallas que sufren los subsistemas principales, derivan de tres fuentes, una de esta son los rodamientos, la otra corresponde a un mal aislamiento de los componentes eléctricos y por último las condiciones del viento. Los rodamientos son la falla incipiente y al no ser detectada a tiempo produce el desgaste y propicia las fallas de otros componentes, como se puede ver en la transmisión y el generador. Por otro lado, la mala aislación de los sistemas eléctricos es la principal generadora de las causas de los fallos, dado que al presentar desgaste o estar dañada la aislación, se eleva la temperatura de los componentes y se producen corto circuitos entre ellos, generándose un problema mayor al no detectar a tiempo su falta o pérdida parcial. Por último, el viento, ya que, al ser variable e impredecible, las condiciones de trabajo a la cual está expuesta la turbina eólica no son estables y las constantes detenciones y puestas en marcha dañan y desgastan de forma considerable los distintos subsistemas y componentes reduciendo considerablemente la vida útil de estos.

De lo anterior surge, la necesidad de mantener un monitoreo constante para la turbina eólica seleccionada, con la finalidad de poder predecir y anticiparse a las fallas, a su vez, generar las políticas y acciones predictivas, preventivas y correctivas pertinentes para los subsistemas más críticos. Llevar a cabo la planificación y la ejecución de los planes predictivos, reduciendo lo que más se pueda la criticidad, prolongando la vida útil esperada del equipo.

CONCLUSIONES

A través del trabajo realizado en el presente informe, se logró dar cumplimientos a los objetivos propuestos al inicio del proyecto. En las primeras instancias del desarrollo, fue necesario la adquisición de nuevos conocimientos, principalmente relacionados con la parte técnica de las turbinas eólicas, la determinación y cálculo del riesgo o criticidad (enfocado a las técnicas para determinarlo). Para conocer y entender cómo funcionan en detalle los sistemas y subsistemas, así como los modos y causas de los fallos de las turbinas eólicas, fue necesario la recopilación y el estudio de varios artículos, libros e investigaciones, dado que existen varios tipos de turbinas eólicas, con diferentes características técnicas relativas a sus capacidades de funcionamiento (características del viento, lugar físico, potencia que generan entre otras) y producción de energía, haciendo que la información presente en internet sea muy diversa en un modo general, pero a la vez muy limitada, cuando se requiere información específica de un modelo de aerogenerador. De todas maneras, fue posible realizar los análisis propios de criticidad considerando lo expuesto por varios autores y apoyándome en las normas ISO y UNE para el desarrollo del presente informe, logrando la formulación de la propuesta de mantenimiento y sensorización para los subsistemas más críticos (en el caso de la sensorización solo se pudo realizar para la transmisión)

El primer objetivo que se propuso, fue el estudio de varios temas relacionados a las turbinas eólicas, con lo cual se obtuvo las bases para comprender como los aerogeneradores pueden producir energía y cuáles son los sistemas, subsistemas y componentes que forman parte de ella, logrando introducirse en el tema de una forma más profunda y detallada. Por otro lado, se obtuvo la información relacionada con la determinación y el cálculo del riesgo, haciendo mención al análisis de árboles de falla, el cálculo de la criticidad y el desarrollo del FMECA. Conjuntamente con lo anterior, se estudió los tipos de mantenimiento y en especial el mantenimiento predictivo o sintomático, dado que es la base para el desarrollo de la memoria. Por último, se adquirió la información sobre los ensayos no destructivos, y los análisis de vibraciones y de aceite, dado que fue de suma importancia conocer cuáles son los END y los análisis, como se ejecutan, los instrumentos (sensores y/o aparatos) que forman parte de estos y que subsistema o componente es posible medir, para el monitoreo y la obtención del estado de este. Todo lo anterior se realizó,

Conclusiones

con la finalidad de obtener las consideraciones que permiten generar los planes de mantenimiento sintomático y la sensorización de los componentes críticos dentro de la turbina eólica Vestas V100-2MW.

El segundo objetivo, es un estudio más acotado y profundo que abarca la determinación y el análisis de los riesgos a los cuales están expuestas las turbinas eólicas, el cual fue necesario establecerlo debido a que es parte fundamental para los desarrollos posteriores de la memoria. En primera instancia, se obtuvieron de forma general los modos, los efectos y las causas de los fallos de varias investigaciones, realizadas a distintos parques eólicos alrededor del mundo, luego la información obtenida (los modos y causas de los fallos) fue analizada de acuerdo a los datos técnicos de los distintos subsistemas del aerogenerador seleccionado. Finalmente se obtienen los principales modos y causas de fallos que pudiera presentar la turbina eólica en la cual se centra el estudio.

El tercer objetivo hace referencia al desarrollo de los distintos análisis y cálculos que se hicieron para determinar cuáles son los componentes críticos de la turbina eólica Vestas V100-2MW. El primero que se desarrolló fue el árbol de falla, una técnica deductiva, en la cual nos centramos de forma general en el fallo de un subsistema, para luego ir determinando las causas que lo pudieron ir generando, esto permitió obtener un visión global, esquemática y ordenada de los modos y causas de los fallos. Luego se procedió con el cálculo de la criticidad para cada subsistema, evaluando la consecuencia (dentro de varios parámetros) por su frecuencia de fallo, del desarrollo de esto fue posible obtener un valor de criticidad para cada subsistema, que al ser comparado con la tabla de criticidad se determinó que los mayores valores los tenían las Palas, Transmisión, Torre, Generador y Transformador.

Finalmente se desarrolló el FMECA, considerando los factores de severidad, ocurrencia y detectibilidad para los modos, efectos y causas de los fallos, logrando obtener cuales son los componentes y las causas que requieren de una mayor atención y monitoreo por parte del área de mantenimiento. De esto se obtuvo que los rodamientos son los componentes que más fallan, principalmente debido a mala alineación del eje o falta de lubricación. Los componentes de los subsistemas eléctricos que más fallan son el rotor y estator, ya que al perder la aislación del bobinado quedan expuesto a exceso de temperatura y a generar cortos circuitos.

Conclusiones

Algo que es posible concluir de los análisis anteriores, es que los rodamientos son en muchas ocasiones la causa inicial de los fallos y también, son los que provocan fallos en otros componentes del mismo subsistema. De acuerdo a esto, es necesario mantener un constante monitoreo de los rodamientos para prevenir o anticiparse a la ocurrencia de la falla.

El cumplimiento de este objetivo, se ve reflejado en el capítulo 3, donde se desarrolló cada uno de los métodos y cálculos mencionadas anteriormente (dada la extensión que presento el desarrollo del FMECA, el desarrollo completo es mostrado en el Anexo 4). Los análisis de los resultados obtenidos son mostrados a través de tablas e imágenes en el capítulo 4, donde, por medio de una síntesis de los resultados, se puede llegar a obtener las causas raíces que podrían producir las causas de los modos de falla.

El cuarto objetivo corresponde a la selección de los ensayos no destructivos y/o análisis (vibración y/o aceite) que es factible de aplicar a los subsistemas críticos, donde el cumplimiento de esto es posible verlo en el capítulo 3. De acuerdo al análisis obtenido, es posible concluir que, para el caso de los subsistemas rotativos, el análisis de vibraciones es el más usado y el más apto para poder determinar una falla incipiente, sobre todo las fallas que pueden presentar los rodamientos. Para el caso específico de la transmisión y el sistema de lubricación, se obtiene que el análisis de aceite es una muy buena opción, ya que al someter el aceite a estudios de laboratorio es posible darse cuenta de partículas contaminantes, así como trozos y virutas proveniente del desgaste de los metales, permitiendo dar el aviso de alarma que algo no anda bien, también resulta necesario en ocasiones realizar un análisis de los filtros del aceite, no es algo muy usual, pero se obtiene como resultado un complemento al análisis de aceite, dado que permite descubrir partículas más grandes que quizás se han pasado desapercibidas y permiten dar aviso que algo no anda bien.

En relación a los ensayos no destructivos, se puede concluir que la termografía es ampliamente utilizada, pero no permite descubrir una falla incipiente, dado que a medida que los componentes comienzan a fallar, como un efecto del mal funcionamiento la temperatura comienza a elevarse y se permite evidenciar que algo no anda bien. Por su parte el ultrasonido, permite detectar fallas incipientes en rodamientos, pero presenta la desventaja, que es útil cuando se gira a bajas

Conclusiones

velocidades, lo mismo le sucede al ensayo de emisiones acústicas, permite detectar fallas, pero a máquinas de baja velocidad.

Por último, se tienen las inspecciones visuales de las cuales se puede concluir que son ampliamente utilizadas y se pueden realizar sin ningún instrumento más que la vista o el tacto de las personas, por ende, son poco precisas y pueden dejar pasar varios detalles a su haber, a esto hay que sumarle, que no son capaces de detectar una falla incipiente, por lo tanto, es necesario complementar las inspecciones visuales con otro ensayo que permite tener una mayor precisión en la detección de las fallas.

Como resultado de lo anterior, es posible concluir que hay ensayos no destructivos para distintos componentes y condiciones de funcionamiento, permitiendo descubrir de mejor manera las fallas incipientes, a su vez los análisis son de gran ayuda para el área de mantenimiento, gracias al monitoreo constante que permite realizar a los componentes, ya sea, este monitoreo de forma presencial, hecho por un operario o de forma remota por medio de sensores instalados de forma permanente en el subsistema, lo que permite entregar una señal constante a una central la cual la procesa y la entrega a las áreas pertinentes, permitiendo gestionar de mejor manera, las acciones que permiten corregir las fallas y mantener el equipo funcionando en las mejores condiciones posibles.

El quinto y último objetivo, es el desarrollo de la propuesta de mantenimiento sintomático y la sensorización para los subsistemas críticos obtenidos de los análisis anteriores, el logro de esto es posible evidenciarlo al final del capítulo 3. El plan de mantenimiento está separado en cinco partes, haciendo mención a cada uno de los subsistemas críticos determinados previamente, por otro lado, la propuesta de sensorización se realizó específicamente para la transmisión, dado que es uno de los subsistemas que más problemas presenta a lo largo de la vida útil del aerogenerador.

El cumplimiento del quinto objetivo, fue posible llevarlo a cabo a través del desarrollo de los conocimientos previamente mencionados. La formulación de los planes de mantenimiento sintomático, da como resultado, una pauta que sirve como base para el área de mantenimiento, destacando los modos de fallo, el análisis o END más idóneo para el monitoreo, así como los intervalos de tiempo, para mantener una frecuencia y un registro a lo largo del tiempo de los

Conclusiones

subsistemas y componentes, contribuyendo a la formulación de los planes de acción y las planificaciones que se requieren para optimizar el funcionamiento de la turbina eólica Vestas V100-2MW. La propuesta de sensorización, tiene por finalidad dar a conocer los puntos necesarios donde se debe instalar los sensores para realizar un correcto y completo análisis de vibración, destacando las mediciones a lo largo de los ejes de coordenadas (radial vertical y horizontal, y axial). Por consiguiente, la propuesta de sensorización al igual que la propuesta de mantenimiento, busca ser una guía que facilite la ejecución del análisis de vibraciones y contribuya a una toma de muestras más fácil y precisa.

La presente investigación realizada puede servir como un punto de partida para posteriores trabajos relacionados al tema de las turbinas eólicas, dado que se tiene una base de los sistemas y subsistemas, así como los modos y causa de los fallos. Por otro lado, mediante la investigación realizada, pude darme cuenta que las diferencias entre uno y otro fabricante de turbinas eólicas no es grande, es decir, casi todas las turbinas eólicas funcionan de la misma manera, utilizando los mismo sistemas y subsistemas, por lo tanto, esta investigación realizada es posible ampliarla y utilizarla en aerogeneradores de otras marcas, tomando en cuenta ciertas precauciones y adaptándola a las necesidades físicas de los equipos.

Lo otro que es importante destacar, son las causas de fallo detectadas para los componentes crítico, es decir, un gran porcentaje de las fallas a las cuales están expuestos los subsistemas de la turbina eólica, son ocasionados por los rodamientos, elementos de suma importancia en toda máquina rotativa. De esto surge la importancia de mantener un monitoreo constante de los subsistemas en busca de cualquier indicio de falla por parte de los rodamientos, es así, como las empresas fabricantes de estos componentes (SKF, Koyo, NSK, Schaeffler entre otras varias), están en una constante búsqueda para mejorar sus productos e indicando en sus páginas o manuales, los peligros a los que están expuestos los rodamientos, los cuidados y precauciones que se deben tener para conservarlos de la mejor manera. De acuerdo a lo anterior, es indispensable una correcta lubricación de los rodamientos, preocupándose del estado del lubricante (contaminación o corrosión) y la cantidad de este.

Las fallas por degradación o falta del aislamiento, también son bastante relevante en los subsistemas eléctricos, pues, son aquellas que generan grandes daños en los componentes, desde

Conclusiones

corto circuitos hasta el fundimiento de algunos elementos. Si se analiza, el por qué sucede esto, es posible concluir que se deriva de otras fallas, asociadas a componentes o procedimientos de instalación que al estar en mal estado o mal ejecutados repercuten provocando la falla por aislamiento. Por ejemplo, la mala alineación de los ejes genera un giro disparejo, que produce un deterioro en los rodamientos y a la vez un desgaste en la bobina al generar fricción en los componentes, esto daña el aislamiento y genera el calentamiento y trae consigo los demás problemas, es por esto, que es necesario hacer una correcta instalación de los equipos y un control y monitoreo posterior que asegure el correcto montaje y funcionamiento de los componentes.

Como una mejora a la investigación realizada, se cree que es bueno incorporar un plan de mantenimiento preventivo, el cual cumpla la finalidad de apoyar el plan de mantenimiento sintomático, con otras tareas que se pueden ejecutar en los mismos intervalos tiempo, cuando se realicen las mediciones a través de los END y/o los análisis de vibración y aceite. En el anexo 6 es posible ver la propuesta de mantenimiento preventivo realizada para la turbina eólica seleccionada. Otra mejora que se le puede realizar a la investigación, es contar con datos más exactos, específicos para la turbina eólica que se está trabajando, ya que esto ayudaría a un desarrollo más completo y a la vez más enfocado, dado que, al conocer las condiciones reales de funcionamiento del aerogenerador, tanto la frecuencia de falla como los modos y causas de fallos, harían del estudio realizado una herramienta optimizada y más potente para el área de mantenimiento.

También como una mejora y complemento al trabajo realizado, es posible considerar otros aspectos a la evaluación del FMECA, es decir, hay varias combinaciones que se generan entre los factores de severidad, ocurrencia y detectibilidad, que pueden producir un valor de RPN idéntico como en el caso de los subsistemas críticos (gráfico 4.7), donde las consecuencias entre uno y otro pueden no ser las mismas, con lo cual se podría generar una pérdida de tiempo y recursos. Por lo tanto, es recomendable, hacer una evaluación complementaria en relación a pérdidas económicas, enfocadas a la producción de energía o a los gastos que conlleva la falla del subsistema, mostrando de forma más clara los subsistemas que requieren de una prioridad de acción dentro de los más críticos.

Conclusiones

En relación a las limitaciones encontradas durante el desarrollo de la investigación, se puede decir, que la falta de información específica para la turbina eólica seleccionada se volvió un gran problema. La información relacionada a las especificaciones técnicas se logró encontrar luego de varias horas de búsqueda, pero la información relacionada al funcionamiento del aerogenerador, que pudiera indicar la frecuencia, los modos y causas de los fallos, fue imposible hallarla. La misma situación se tuvo que enfrentar para la sensorización, es decir solo se obtuvo una imagen de corte de la transmisión con la cual se hizo la propuesta, pero para los demás subsistemas críticos no fue factible, viéndose limitado el desarrollo de la memoria en ese punto. De acuerdo a lo expuesto anteriormente es posible decir que existe un gran hermetismo por parte de las empresas que fabrican los subsistemas como aquellas que fabrican las turbinas eólicas, incluso las empresas que operan los parques son reacias a compartir la información.

REFERENCIAS

- [1] *La contribución de los proyectos de energías renovables en la lucha contra el cambio climático* | Ministerio de Energía. (2019, 17 diciembre). Ministerio de Energía. <https://energia.gob.cl/noticias/metropolitana-de-santiago/la-contribucion-de-los-proyectos-de-energias-renovables-en-la-lucha-contra-el-cambio-climatico>
- [2] Dirección de estudios y contenidos Generadoras de Chile. (2021, febrero). *Boletín del mercado eléctrico sector generación*. Generadoras de Chile. <http://generadoras.cl/media/page-files/1582/Bolet%C3%ADn%20Generaci%C3%B3n%20Febrero%202021.pdf>
- [3] *Los 10 Parques Eólicos más grandes de Chile* | Ministerio de Energía. (2017, 24 octubre). Ministerio de Energía. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/los-10-parques-eolicos-mas-grandes-de-chile>
- [4] *Declaración de impacto ambiental. Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.* (2010, octubre). <https://infofirma.sea.gob.cl/DocumentosSEA/MostrarDocumento?docId=c8/2b/706a6991e9dd2a45e1970a7b57c3a3250575>
- [5] Razdan, P., & Garrett, P. (2015, diciembre). *Life cycle assessment of electricity production from an onshore V100-2.0 MW wind plant*. Vestas. https://www.vestas.com/~/_media/vestas/about/sustainability/pdfs/lcav10020mw181215.pdf

- [6] Tokman, M. (2008). *Política energética: Nuevos lineamientos*. Comisión Nacional de Energía. https://www.cne.cl/archivos_bajar/Politica_Energetica.pdf
- [7] García Bernal, N. (2020, mayo). *Efectos del COVID-19 en el sector de energía*. Biblioteca Nacional del Congreso de Chile BNC. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/28669/1/Efectos_de_l_COVID_19_en_el_Secto_de_Energi__a.pdf
- [8] Russi, S. (2021, 17 marzo). *China blows past global wind power records, doubling annual installations in 2020*. Global Wind Energy Council. <https://gwec.net/china-blows-past-global-wind-power-records-doubling-annual-installations-in-2020/>
- [9] Pek, A. (2021, 17 marzo). *North and Latin America increased wind power installations by 62% in 2020*. Global Wind Energy Council. <https://gwec.net/north-and-latin-america-increased-wind-power-installations-by-62-in-2020/>
- [10] Ministerio de Energía. (2021b, abril). “*Comité consultivo: Recomendaciones para la actualización de la política energética nacional*”. Generadoras. <http://generadoras.cl/media/page-files/1677/210513%20Comite%20Consultivo%20-%20Recomendaciones%20%20para%20actualización%20de%20la%20PEN.pdf>
- [11] Coordinador Eléctrico Nacional. (2021, abril). *Reporte energético abril 2021*. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/04/Reporte-Energético-Abr21.pdf>

- [12] Tong, W. (2010). *Wind Power Generation and Wind Turbine Design* (7.^a ed., Vol. 48). Amsterdam University Press. <https://www.witpress.com/books/978-1-84564-205-1>
- [13] Núñez, S. (2002). *Altura de la capa de mezcla: Caracterización experimental y aplicación de un modelo meteorológico para el estudio de su evolución diurna*. UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID. <http://webs.ucm.es/BUCM/tesis/fis/ucm-t25482.pdf>
- [14] Eltamaly, A. (2013). *Introduction to wind energy systems*. King Saud University. https://set.ksu.edu.sa/sites/set.ksu.edu.sa/files/imce_images/Second%20series%20by%20Dr%20Aly.pdf
- [15] Vestas. (2013, abril). *General specification V117–3.3 MW 50/60 Hz*. <https://www.vestas.com>
- [16] Vestas. (2011, noviembre). *Tecnología adaptada a los vientos de Sudamérica*. Vestas. <https://www.vestas.com>
- [17] López, M. V. (2011). *Ingeniería de la Energía Eólica (Spanish Edition)*. Marcombo, S.A. <http://www.alfaomega.com.mx>
- [18] Manwell, J. F., & McGowan, J. G. (2021). *Wind energy explained Theory, Design and Application Second Edition BY J. F. Manwell and J. G. McGowan (English Edition)* (2.^a ed.). <https://www.wiley.com>
- [19] *Anemómetro y la veleta*. (2014, 16 febrero). Fuentes de Energía. <https://triplep97.wordpress.com/energia-eolica/aerogeneradores/partes-de-un-aerogenerador/anemometro-y-la-veleta/>

- [20] Moorefield, L., & Bradshaw, D. (2018, marzo). *Wind turbine operation & maintenance issues*. The Business and Technologies Strategies — Generation, Environment, and Carbon WorkGroup. <https://www.cooperative.com/programs-services/bts/Documents/TechSurveillance/TS-Wind-Generation-Maintenance-March-2018.pdf>
- [21] Lea-global. (2016). *Riesgos en Aerogeneradores*. Circulares LEA. <https://www.lea-global.com/uploads/circulares/2017/08/05-17-riesgos-en-aerogeneradores.pdf>
- [22] Rodríguez, F., & García, M. (2005, junio). *Plan de mantenimiento para parques eólicos*. Universidad de Cádiz. <https://rodin.uca.es/xmlui/bitstream/handle/10498/6588/31306329.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [23] GRC. (2016). Gearbox Reliability Database. <https://grd.nrel.gov/#/>
- [24] Damani, N. (2006). *Risk management & priority setting*. Int J Infect Control. <http://www.ijic.info>
- [25] Rausand, M., & Haugen, S. (2011). *Risk Assessment. Theory, Methods and Applications* (Second ed.). Wiley. <https://www.wiley.com>
- [26] Centro nacional de información de la calidad de la AEC, & Hervás, M. (2008, agosto). *Metodo AMFE como herramienta de prevención*. CNIC. https://www.aec.es/c/document_library/get_file?uuid=e6db4f3f-ac71-45fb-84d6-7f0e7c6665f7&groupId=10128

- [27] Corp, M. (2021). *Potential Failure Mode and Effects Analysis FMEA Reference Manual (4TH EDITION) by GENERAL MOTORS CORP (2008–05-04)*. AIAG.
- [28] Stamatis, D. H. (2003). *Failure Mode and Effect Analysis: Fmea from Theory to Execution* (2 Rev Exp ed.). Amer Society for Quality.
- [29] Moreno, P. (2020, julio). *Análisis de criticidad, efectos y modos de fallo (FMECA) en un aerogenerador OFFSHORE*. Universidad Politécnica de Cartagena. <https://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/8676/tfm-mor-ana.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [30] Aguilar, J., Torres, R., & Magaña, D. (2010). *Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) para la planeación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad, tecnología, ciencia, educación*. Redalyc. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=48215094003>
- [31] Garcia, G. S. (2003). *Organizacion Y Gestion Integral De Mantenimiento/ Organization and Integral Management of Maintenance*. Diaz de Santos.
- [32] Fraguera, F. (2018). *Investigación sobre variables predictivas del mantenimiento de parques eólicos*. Universidad Da Coruña. <https://www.udc.es/es/>
- [33] Yang, W., & Tavner, P. (2016, abril). *Wind turbine condition monitoring: Technical & commercial challenges*. Durham University. <https://dro.dur.ac.uk/9845/1/9845.pdf?DDD10+>

- [34] Rodesprex. *Norma ISO 10816*.
<https://www.rodamientos.com/assets/img/services/servbenf04.pdf>
- [35] Liu, W., Tang, B., & Jiang, Y. (2010, 1 julio). *Status and problems of wind turbine structural health monitoring techniques in China*. ScienceDirect.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148110000108>
- [36] Tchakoua, P., Wamkeue, R., & Ouhrouche, M. (2014, abril). *Wind turbine condition monitoring: State-of-the-Art review, new trends, and future challenges*. Energies.
https://www.researchgate.net/profile/F-Hasnaoui/publication/273984269_Wind_Turbine_Condition_Monitoring_State-of-the-Art_Review_New_Trends_and_Future_Challenges/links/56ccdd8208ae059e37508bc2/Wind-Turbine-Condition-Monitoring-State-of-the-Art-Review-New-Trends-and-Future-Challenges.pdf?origin=publication_detail
- [37] Terradillos, J., & Ciria, J. *Análisis del aceite como herramienta de mejora del comportamiento de las multiplicadoras de aerogeneradores*. Lubrication Management.
https://lubrication-management.com/wp-content/uploads/sites/3/2014/07/Análisis_aceite_aerogeneradores_ES.pdf
- [38] Beattie, A., & Rumsey, M. (1999). *Non-destructive evaluation of wind turbine blades using an infrared camera*. ARC. <https://arc.aiaa.org/doi/abs/10.2514/6.1999-46>
- [39] LATAM Airlines Perú. (2019, diciembre). *Manual de pruebas no destructivas (NDT)*. LATAM. <https://www.srvsop.aero/site/wp-content/uploads/2020/03/MANUAL-NDT-R4.pdf>

- [40] Moreno, P. (2017). *Trabajo de fin de grado: Plan de mantenimiento de un aerogenerador Offshore*. Escuela Técnica superior de Ingeniería Naval y Oceánica. <https://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/8241/tfg-morpla.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [41] Comisión Nacional de Energía, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH, & Comisión Nacional de Medio Ambiente. (2006, octubre). *Guía de evaluación ambiental. Energías renovables no convencionales*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guia_eolica.pdf
- [42] Fraunhofer Iwes, Coronado, D., & Fischer, K. (2015, enero). *Condition monitoring of wind turbines: State of the art, user experience and recommendations*. Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology IWES Northwest. https://www.vgb.org/vgbmultimedia/383_Final+report-p-9786.pdf
- [43] Moubray, J. (2005). *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad*. Industrial Press Inc. https://www.academia.edu/9478461/MANTENIMIENTO_CENTRADO_EN_LA_CONFIABILIDAD_CONTENIDOS
- [44] Ballesteros Robles, F. (2016, febrero). *Errores típicos en la interpretación de la curva P-F*. <http://www.preditec.com/notas-tecnicas/gestion-y-fiabilidad-del-mantenimiento/errores-tipicos-en-la-interpretacion-de-la-curva-p-f/>
- [45] Pek, A. (2021b, marzo 23). *GWEC releases Global Wind Turbine Supplier Ranking for 2020*. Global Wind Energy Council. <https://gwec.net/gwec-releases-global-wind-turbine-supplier-ranking-for-2020/>
- [46] *2 MW Platform. Vestas*. (2019). Vestas. <https://www.vestas.com>

- [47] Ministerio de Energía. (2021). *Explorador Eólico*. Explorador Eólico. <http://eolico.minenergia.cl/exploracion>
- [48] Vestas. (2013b, septiembre). *General specification V100-1.8/2.0 MW 50 Hz VCS*. Vestas Wind Systems A/S. <https://www.vestas.com>
- [49] Arabian Hoseynabadi, H. (2010, 1 septiembre). *Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for wind turbines*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061510000281?via%3Dihub>
- [50] Kabir, S. (2017, 1 julio). *An overview of fault tree analysis and its application in model based dependability analysis*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957417417300714>
- [51] International Electrotechnical Commission (IEC). (2005). *International electrotechnical Commission. IEC 61400-1 3rd edition*. <http://dlbargh.ir/mbayat/46.pdf>
- [52] Cotton, I., Jenkins, N., & Pandiaraj, K. (2001). *Lightning protection for wind turbine blades and bearings*. Wiley. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.44>
- [53] Ciang, C. C., Lee, J. R., & Bang, H. J. (2008). *Structural health monitoring for a windturbine system: A review of damagedetection methods*. IOP PUBLISHING. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/0957-0233/19/12/122001/meta>
- [54] Hameed, Z., Hong, Y. S., Cho, Y. M., Ahn, S. H., & Song, C. K. (2009, 1 enero). *Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032107001098>

- [55] Rademaker, L. W. M. M., Seebregts, A. J., & van den Horn, B. A. (2001, mayo). *Reliability analysis in wind engineering*.
<https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-RX--93-032>
- [56] Liu, W., Tang, B., & Jiang, Y. (2009, junio). *Status and problems of wind turbine structural health monitoring techniques in china*. Elsevier.
<https://ideas.repec.org/a/eee/renene/v35y2010i7p1414-1418.html>
- [57] Padgett, W. J. (1998, marzo). *A multiplicative damage model for strength of fibrous composite materials*. <https://ieeexplore.ieee.org/document/690901>
- [58] Jorgensen, E. R., Borum, K. K., McGugan, M., Thomsen, C. L., Jensen, F. M., Debel, C. P., & Sorensen, B. F. (2004, junio). *Full scale testing of wind turbine blade to failure - flapwise loading*. DTU Library. https://orbit.dtu.dk/files/7711267/ris_r_1392.pdf
- [59] Jensen, F. M., Falzon, B. G., Ankensen, J., & Stang, H. (2006, 1 octubre). *Structural testing and numerical simulation of a 34m composite wind turbine blade*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0263822306002480>
- [60] Greaves, P. (2013, mayo). *Fatigue analysis and Testing of wind turbine blades*. <http://theses.dur.ac.uk/7303/>
- [61] Gray, C. S., & Watson, S. J. (2009, marzo). *Physics of failure approach to wind turbine condition based maintenance*. <https://doi.org/10.1002/we.360>
- [62] Hansen, A. D., & Michalke, G. (2006, diciembre). *Fault ride-through capability of DFIG wind turbines*. Elsevier. <https://www.journals.elsevier.com/renewable-energy>
- [63] Lu, B., Li, Y., Wu, X., & Yang, Z. (2009, 1 junio). *A review of recent advances in wind turbine condition monitoring and fault diagnosis*. IEEE Conference Publication | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5208325/>

- [64] Popa, L. M., Jensen, B. B., Ritchie, E., & Boldea, I. (2003). *Condition monitoring of wind generators*. IEEE Conference Publication | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/1257819/>
- [65] Wu, A. P., & Chapman, P. L. (2005, 1 marzo). *Simple expressions for optimal current waveforms for permanent-magnet synchronous machine drives*. IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/1396094/>
- [66] Douglas, H., Pillay, P., & Ziarani, A. K. (2005, 1 marzo). *Broken rotor bar detection in induction machines with transient operating speeds*. IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/1396092/>
- [67] García, F. P., Pinar, J. M., & Pliego, A. (2016, 1 marzo). *Identification of critical components of wind turbines using FTA over the time*. ScienceDirect. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148115303177>
- [68] Fischer, K., Besnard, F., & Bertling, L. (2011, marzo). *A limited scope reliability centred maintenance analysis of wind turbines*. EWEA. https://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/local_138613.pdf
- [69] Herbert, G. M. J., Iniyar, S., Sreevalsan, E., & Rajapandian, S. (2007, 1 agosto). *A review of wind energy technologies*. ScienceDirect. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403210500095X>
- [70] Entezami, M., Hillmanssen, S., Weston, P., & Papaelias, M. P. (2012, abril). *Fault detection and diagnosis within a wind turbine mechanical braking system using condition monitoring*. Elsevier. <http://www.elsevier.com/locate/renene>

- [71] Shafiee, M., & Dinmohammadi, F. (2014). *An FMEA-Based risk assessment approach for wind turbine systems: A comparative study of onshore and offshore*. Energies. https://res.mdpi.com/d_attachment/energies/energies-07-00619/article_deploy/energies-07-00619.pdf
- [72] Simani, S., & Farsoni, S. (2018b). *Fault diagnosis and sustainable control of wind turbines: Robust Data-Driven and Model-Based strategies*. Butterworth-Heinemann. <https://doi.org/10.1016/C2016-0-04286-9>
- [73] Dinmohammadi, F., & Shafiee, M. (2014). *A fuzzy-FMEA risk assessment approach for offshore wind turbines*. PHM Society. <https://phmsociety.org/node/963>
- [74] Faulstich, S., Hahn, B., & Tavner, P. J. (2010, junio). *Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment*. Wiley. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.421>
- [75] *UNE-EN 60812: Técnicas de análisis de la fiabilidad de sistemas. Procedimiento de análisis de los modos de fallo y de sus efectos (AMFE)*. (2008). AENOR. <https://www.aenor.es>
- [76] Rehman, S., Mahbub, M., & Alhems, L. (2018, agosto). *A review of wind turbine structural stability, failure and alleviation*. http://www.i-asem.org/publication_conf/acem18/1.AWAS18/T4A.1.WS2131_4747F1.pdf
- [77] Chou, J. S., Chiu, C. K., Huang, I. K., & Chi, K. N. (2013, 1 enero). *Failure analysis of wind turbine blade under critical wind loads*. ScienceDirect. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1350630712001641>

- [78] Chen, X. (2017, diciembre). *Fracture of wind turbine blades in operation Part I: A comprehensive forensic investigation.* Wiley.
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.2212>
- [79] Olabi, A. G., Wilberforce, T., Elsaid, K., Sayed, E. T., Salameh, T., Abdelkareem, M. A., & Baroutaji, A. (2021, agosto). *A review on failure modes of wind turbine components.* MDPI. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/17/5241>
- [80] *Failure modes in offshore wind turbines: Pitch systems.* (2015). Doccoffprojec.
https://www.doccoffproject.eu/uploads/news/failure-modes-in-offshore-wind-turbines-pitch-systems_1.pdf
- [81] Liniger, J., Soltani, M., Pedersen, H., Carroll, J., & Sepehri, N. (2017, febrero). *Reliability based design of fluid power pitch systems for wind turbines.* Wiley.
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.2082>
- [82] Kumar, G. (2015, mayo). *Failure mode and effect analysis of repower 5M wind turbine - PDFCOFFEE.COM.* <https://pdfcoffee.com/failure-mode-and-effect-analysis-of-repower-5m-wind-turbine-pdf-free.html>
- [83] Bladena. (2019). *The blade handbook.*
https://www.bladena.com/uploads/8/1/6/3/81635550/cortir_handbook_2019.pdf
- [84] Bhardwaj, U., Teixeira, A. P., & Guedes Soares, C. (2019). *Reliability prediction of bearings of an offshore wind turbine gearbox.*
http://www.centec.tecnico.ulisboa.pt/centec_public/ARCWIND/090.pdf
- [85] Bhangu, N. S., & Grover, S. (2019, diciembre). *Risk assessment of gearbox of wind turbine using FMEA approach.* Trans stellar. <http://www.tjprc.org/search.php>

- [86] Tazi, N. (2017, febrero). *Using a hybrid Cost-FMEA analysis for wind turbine reliability analysis*. MDPI. <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/3/276>
- [87] Sankar, S., Nataraj, M., & Prabhu, V. (2012). *Failure analysis of bearing in wind turbine generator gearbox*. Journal of Information Systems and Communication. <https://bioinfopublication.org/?id=45>
- [88] NREL, & Sheng, S. (2014, enero). *Gearbox typical failure modes, detection and mitigation methods*. <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60982.pdf>
- [89] SKF. (2017, febrero). *Daño de rodamientos y análisis de fallas*. https://www.skf.com/binaries/pub201/Images/0901d196807d76f8-Bearing-failures---14219_2-ES-AR_tcm_201-297619.pdf
- [90] Zhou, A., Yu, D., & Zhang, W. (2015, 1 enero). *A research on intelligent fault diagnosis of wind turbines based on ontology and FMECA*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1474034614000962?via%3Dihub>
- [91] Singh Bhangu, N., & Grover, S. (2020). *Application of fault tree analysis for evaluating reliability: A case study of gear box of wind turbine*. International Journal of Advanced Science and Technology. <http://sersc.org/journals/index.php/IJAST/article/view/5436/3390>
- [92] Scheu, M. N., Trempe, L., Smolka, U., Kolios, A., & Brennan, F. (2019, 15 marzo). *A systematic failure mode effects and criticality analysis for offshore wind turbine systems towards integrated condition based maintenance strategies*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801818319474>

- [93] Ouanas, A., Medoued, A., Mordjaoui, M., Lebaroud, A., & Sayad, D. (2018). *Fault diagnosis in yaw drive induction motor for wind turbine*. SAGE Journals. <https://journals.sagepub.com/action/cookieAbsent>
- [94] Xu, X., Collu, M., Ka, A., & Kolios, A. (2020, enero). *Failure modes and effects analysis of an aquaculture feeding barge equipped with wind turbines*. ESREL. <https://www.ukchn-core.com/wp-content/uploads/2021/01/Xu-et-al-Failure-modes-and-effects-analysis-of-an-aquaculture-feeding-barge-equipped-with-wind-turbines.pdf>
- [95] Hastings, M. (2018, octubre). *Yaw bearing system fault detected*. Wind Tech International. <https://www.windtech-international.com/editorial-features/yaw-bearing-system-fault-detected>
- [96] Chou, J. S., & Tu, W. T. (2011, 1 enero). *Failure analysis and risk management of a collapsed large wind turbine tower*. ScienceDirect. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1350630710001603>
- [97] Chou, J. S., Ou, Y. C., & Lin, K. Y. (2019, 1 octubre). *Collapse mechanism and risk management of wind turbine tower in strong wind*. ScienceDirect. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0167610519305537>
- [98] Flores Castro, L., & Sáenz Miera, M. (2003). *El agrietamiento en losas de concreto apoyadas sobre el suelo*. Imcyc. <http://www.imcyc.com/cyt/diciembre03/agrietamiento.htm>
- [99] European Commission. (2020). *Advanced monitoring, simulation and control of tidal devices in unsteady, highly turbulent realistic tide environments*. https://www.realtide.eu/sites/realtide.eu/files/attachments/news/20190830/RealTide_Deiverable_1.1.pdf

- [100] Kang, J., Sun, L., Sun, H., & Wu, C. (2017). *Risk assessment of floating offshore wind turbine based on correlation-FMEA*. Elsevier. [http://ganj-
ie.iust.ac.ir:8081/images/e/e1/Elearnica.ir_636890999029694830.pdf](http://ganj-
ie.iust.ac.ir:8081/images/e/e1/Elearnica.ir_636890999029694830.pdf)
- [101] Whittle, M. (2013). *Wind turbine generator reliability: An exploration of the root causes of generator bearing failures*. Durham university. <https://core.ac.uk/download/18408731.pdf>
- [102] Turnbull, A., Carroll, J., Koukoura, S., & McDonald, A. (2019, marzo). *Prediction of wind turbine generator bearing failure through analysis of high frequency vibration data and the application of support vector machine algorithms*. Wiley Online Library. <https://onlinelibrary.wiley.com/action/cookieAbsent>
- [103] Akbari, M., Khazaei, P., Sabetghadam, I., & Karimifard, P. (2013). *Failure modes and effects analysis (FMEA) for power transformers*. [http://psc-
ir.com/cd/2013/papers/1970.pdf](http://psc-
ir.com/cd/2013/papers/1970.pdf)
- [104] Lee, Y. B., Lee, G. C., Park, J. W., & Baek, D. C. (2020, 1 enero). *Failure analysis of a hydraulic power system in the wind turbine*. ScienceDirect. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1350630718313244>
- [105] Chen, W., Wang, X., Zhang, F., & Liu, H. (2019, octubre). *Review of the application of hydraulic technology in wind turbine*. Wiley. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.2506>
- [106] Asmussen, M. F., Liniger, J., & Pedersen, H. (2021). *Fault detection and diagnosis methods for fluid power pitch system Components—A review*. MDPI. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/5/1305>

- [107] Sivadas, K. R., & Cherian, J. (2016). *Case study and critical analysis to find the FMEA in hydraulics system*. IOSR journals. <https://www.iosrjournals.org/iosr-jmce/papers/ICETEM/Vol.%201%20Issue%203/36-60-66.pdf>
- [108] Stirrup, T., Chamberlin, H., & Curran, K. (2015, octubre). *Scaled wind farm technology hydraulic system failure modes and effects analysis*. Sandia National Laboratories. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1562630>
- [109] Papantoniou, A., Vosniakos, G. C., & Gogouvitis, X. V. (2006, septiembre). *On holistic product development: anemometer / wind vane study*. https://www.researchgate.net/profile/George-Christopher-Vosniakos/publication/263184361_On_holistic_product_development_anemometer_wind_vane_study/links/0a85e53a1b52a73d0b000000/On-holistic-product-development-anemometer-wind-vane-study.pdf?origin=publication_detail
- [110] Jose, G., & Chacko, R. (2014, 1 julio). *A review on wind turbine transformers*. IEEE Conference Publication | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6908172/>
- [111] SAE, International JA1011, Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM). Aug. 2009
- [112] SAE, International JA1012, A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard. Aug. 2002-01
- [113] ISO 14224. International standard. Petroleum, petrochemical and natural gas industries- Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. Jul 1999
- [114] Ostachowicz, W., McGugan, M., Schröder-Hinrichs, J., & Luczak, M. (2018). *Mare-Wint: New materials and reliability in offshore wind turbine technology* (Softcover Reprint of the Original 1st 2016 ed.). Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-39095-6>

- [115] ISO 17359 International standard. Monitoreo y Diagnóstico de condición de máquinas-
Directrices generales. Ene 2018
- [116] Coronado, D., & Fischer, K. (2015, enero). *Condition monitoring of wind turbines: State
of the art, user experience and recomendations*. Fraunhofer IWES.
https://www.vgb.org/vgbmultimedia/383_Final+report-p-9786.pdf
- [117] IREMA. (2012, junio). *Renewable energy technologies: cost analysis series*.
[https://www.irena.org/-
/media/files/irena/agency/publication/2012/re_technologies_cost_analysis-
wind_power.pdf](https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2012/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf)
- [118] Abdusamad, K. B. (2014, enero). *Condition monitoring system of wind turbine
generators*. Digital Commons @ DU.
[https://digitalcommons.du.edu/etd/1/?utm_source=digitalcommons.du.edu%2Fetd%2F
1&utm_medium=PDF&utm_campaign=PDFCoverPages](https://digitalcommons.du.edu/etd/1/?utm_source=digitalcommons.du.edu%2Fetd%2F1&utm_medium=PDF&utm_campaign=PDFCoverPages)
- [119] Sheng, S., & Veers, P. (2011, mayo). *Wind turbine drivetrain condition monitoring – An
overview*. NREL. <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/50698.pdf>
- [120] Verbruggen, T. W. (2003, abril). *Wind turbine operation & maintenance based on
condition monitoring*. <https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-C--03-047>
- [121] Hossain, M. L. (2018, mayo). *Methods for advanced wind turbine condition monitoring
and early diagnosis: A literature review*. MDPI. [https://www.mdpi.com/1996-
1073/11/5/1309](https://www.mdpi.com/1996-1073/11/5/1309)
- [122] Sheng, S. (2011, enero). *Investigation of oil conditioning, real-time monitoring and oil
sample analysis for wind turbine gearboxes*. NREL.
<https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/50301.pdf>

- [123] Liu, Z. (2016, junio). *A systematic framework for unsupervised feature mining and fault detection for wind turbine drivetrain systems*. University of Cincinnati.
[https://etd.ohiolink.edu/apexprod/rws_etd/send_file/send?accession=ucin1471348052
&disposition=attachment](https://etd.ohiolink.edu/apexprod/rws_etd/send_file/send?accession=ucin1471348052&disposition=attachment)
- [124] Moeini, R., Entezami, M., Ratkovac, M., Tricoli, P., Hemida, H., Hoeffler, R., & Baniotopoulos, C. (2018, noviembre). *Perspectives on condition monitoring techniques of wind turbines*. SAGE Publications. <https://doi.org/10.1177/0309524X18807028>
- [125] Yang, W., Tavner, P. J., Crabtree, C. J., Feng, Y., & Qiu, Y. (2014). *Wind turbine condition monitoring: Technical and commercial challenges*. Wind Energy.
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.1508>
- [126] Sheng, S. (2014, enero). *Gearbox typical failure modes, detection and mitigation methods*. NREL. <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60982.pdf>
- [127] Papaalias, M., Karyotakis, A., & Marquez, F. P. G. (2019). *Non-Destructive testing and condition monitoring techniques for renewable energy industrial assets*. Elsevier Gezondheidszorg. <https://doi.org/10.1016/C2015-0-06001-4>
- [128] Winergy. (2019, mayo). *Winergy. Uptower repair overview*.
<https://www.flender.com/media-download/media-direct/201905-Winergy-uptower-repair-solutions.pdf>
- [129] Mendía Villaamil, M. (2010). *Simulación de ensayos a fatiga en palas de aerogeneradores*. Universidad Pública de Navarra. <https://hdl.handle.net/2454/2231>
- [130] di Prátula, D., Russin, A. C., Rossi, A., Bocero, R., & Petris, D. (2011, noviembre). *Mantenimiento Óptimo de la turbina eólica clase II*. ResearchGate.
https://www.researchgate.net/publication/261877900_Mantenimiento_Optimo_de_La_

Turbina_Eolica_Clase_II?enrichId=rgreq-a8abb3994b5cefd4f0be17cc4636a430-
XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzI2MTg3NzkwMDtBUzoxMDUwMTUyOT-
MyNTE1ODVAMTQwMjA0OTAwNTIxMg%3D%3D&el=1_x_2&_esc=publication
CoverPdf

- [131] Espinosa Arrazola, S. A., & Ramírez Hernández, M. A. (2016, junio). *Análisis de funcionamiento del sistema de orientación YAW en aerogeneradores AW1500*.
<http://repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx/xmlui/bitstream/handle/123456789/1244/MDRPIECA2016005.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [132] Tecsa. (2018, 2 julio). *Las fallas más comunes en un transformador*. Recuperado 1 de noviembre de 2021, de <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/las-fallas-mas-comunes-en-un-transformador/>
- [133] EVOLUTION. Revista tecnología de SKF. (2018, 23 enero). *Grietas de corrosión blanca por ataque ácido*. SKF. Recuperado 4 de noviembre de 2021, de <https://evolution.skf.com/es/grietas-de-corrosion-blanca-por-ataque-acido-la-consecuencia-y-no-la-causa-raiz-de-fallas-en-los-rodamientos/>
- [134] *Mechanical operating and maintenance manual v90 – 3.0 MW, VCRS 60 hz*. (2007, junio). <https://www.vestas.com>
- [135] Co-funded by the Erasmus+Programme of the European Union. (2015). *Skill Wind*.

ANEXO 1: PARQUES EÓLICOS EN CHILE

Lista con los 50 parque eólicos operativos en Chile

| Parque Eólico | Ubicación (región) | Empresa | Puesta en operación | Potencia Nominal [MW] | Estado | Tipo de Turbina | Cantidad |
|------------------------|---|------------------------------------|---------------------|-----------------------|-----------|------------------------|----------|
| 1 Taltal | Antofagasta | Enel | 2014 | 99 | Operativo | Vestas V112/3000 | 33 |
| 2 Valle de los Vientos | Antofagasta | Enel | 2013 | 90 | Operativo | Vestas V100/2000 | 45 |
| 3 Sierra Gorda | Antofagasta | Enel | 2016 | 112 | Operativo | Gamesa | 56 |
| 4 Sarco | Atacama | Aela Energía | 2018 | 170 | Operativo | Senvion 3.4M114 | 50 |
| 5 Cabo Leones I | Atacama | EDF (Electricité de France) | 2018 | 115,5 | Operativo | Gamesa G114/2100 | 55 |
| 6 San Juan I | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 33 | Operativo | Vestas V117/3300 | 10 |
| 7 San Juan II | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 29,7 | Operativo | Vestas V117/3300 | 9 |
| 8 San Juan III | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 29,7 | Operativo | Vestas V117/3300 | 9 |
| 9 San Juan IV | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 33 | Operativo | Vestas V117/3300 | 10 |
| 10 San Juan V | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 26,4 | Operativo | Vestas V117/3300 | 8 |
| 11 San Juan VI | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 33 | Operativo | Vestas V117/3300 | 10 |
| 12 El Toqui | Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo | Compañía Minera El Toqui | 2010 | 1,65 | Operativo | Verignet GEV MP 275/32 | 6 |
| 13 Alto Baguales | Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo | Grupo Saesa | 2001 | 1,98 | Operativo | Vestas V47/660 | 3 |
| 14 Alto Baguales II | Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo | Grupo Saesa | 2016 | 1,8 | Operativo | Enercon E44/900 | 2 |
| 15 Cerro Coihúe | Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo | Tractebel | 2016 | 1,8 | Operativo | Sin dato técnico | 3 |
| 16 Cuel | Biobío | Aela Energía | 2014 | 33 | Operativo | Goldwind Gw87H500 | 22 |
| 17 Las Peñas | Biobío | Cristalerías de Chile | 2016 | 8,4 | Operativo | Gamesa G114/2100 | 4 |
| 18 Lebu III | Biobío | El Parque Eólico Lebu – Toro S.p.A | 2011 | 6 | Operativo | Vestas | 4 |
| 19 Lebu IV | Biobío | El Parque Eólico Lebu – Toro S.p.A | 2015 | 5,25 | Operativo | Vestas | 3 |
| 20 Lebu I | Biobío | El Parque Eólico Lebu – Toro S.p.A | 2010 | 2,34 | Operativo | Hewind HW50 780 k/v | 3 |
| 21 Lebu II | Biobío | El Parque Eólico Lebu – Toro S.p.A | 2010 | 1,2 | Operativo | Bonus B44/600 | 2 |
| 22 Los Buenos Aires | Biobío | Enel | 2016 | 24 | Operativo | Vestas V110/2000 | 12 |
| 23 Raki-Huajache I | Biobío | InterEnergy | 2015 | 6 | Operativo | Vestas V112/3000 | 2 |
| 24 Raki-Huajache II | Biobío | InterEnergy | 2015 | 9 | Operativo | Vestas V112/3000 | 3 |
| 25 Punta Chome | Biobío | Seawind Sudamericana | | 9 | Operativo | Vestas | 3 |

Figura 4.1: Parque eólicos operativos en Chile. Fuente: Generadoras y The wing power.

| Parque Eólico | Ubicación (región) | Empresa | Puesta en operación | Potencia Nominal [MW] | Estado | Tipo de Turbina | Cantidad |
|------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|---------------------|-----------------------|-----------|----------------------|----------|
| 26 La Esperanza | Biobío | Teonorenova | 2016 | 10,5 | Operativo | Envision 2.1-110 | 5 |
| 27 Negrete | Biobío | wpd | 2014 | 34,5 | Operativo | Goldwind Gw87H500 | 23 |
| 28 Punta Palmeras | Coquimbo | Acciona | 2014 | 45 | Operativo | Acciona A/W-3000/116 | 15 |
| 29 El Pacífico (Los Cururos) | Coquimbo | AES Gener | 2014 | 70 | Operativo | Vestas V100/2000 | 35 |
| 30 Cebada (Los Cururos) | Coquimbo | AES Gener | 2014 | 39,6 | Operativo | Vestas V100/1800 | 22 |
| 31 El Arraján | Coquimbo | Arroyo Energy | 2014 | 115 | Operativo | Siemens SwT-2.3-101 | 50 |
| 32 Punta Colorada | Coquimbo | Barrick | 2011 | 20 | Operativo | Devind D8.2 | 10 |
| 33 Talinay Oriente I | Coquimbo | Enel | 2012 | 60 | Operativo | Vestas V90/2000 | 30 |
| 34 Canela I | Coquimbo | Enel | 2007 | 18,15 | Operativo | Vestas V82H650 | 11 |
| 35 Talinay Oriente II | Coquimbo | Enel | 2012 | 30 | Operativo | Vestas V100/2000 | 15 |
| 36 Talinay Poniente I | Coquimbo | Enel | 2015 | 34 | Operativo | Vestas V100/2000 | 17 |
| 37 Talinay Poniente II | Coquimbo | Enel | 2015 | 27 | Operativo | Vestas V100/1800 | 15 |
| 38 Canela II | Coquimbo | Enel | 2009 | 60 | Operativo | Acciona A/W-1500/77 | 40 |
| 39 Monte-Redondo I | Coquimbo | Engie | 2009 | 38 | Operativo | Vestas V90/2000 | 19 |
| 40 Monte-Redondo II | Coquimbo | Engie | 2011 | 10 | Operativo | Vestas V90/2000 | 5 |
| 41 Totoral | Coquimbo | Latin America Power (LAP) | 2009 | 46 | Operativo | Vestas V90/2000 | 23 |
| 42 Punta Sierra | Coquimbo | Pacific Hydro | 2019 | 81,6 | Operativo | Goldwind Gw121/2500 | 32 |
| 43 San Gabriel | La Araucanía | Acciona | 2020 | 183 | Operativo | Acciona A/W-3000/132 | 61 |
| 44 Flenaco | La Araucanía | Enel | 2016 | 88 | Operativo | Vestas V110/2000 | 44 |
| 45 Ucuquer I | Libertador General Bernardo O'Higgins | Coener | 2013 | 8 | Operativo | Envision | 4 |
| 46 Ucuquer II | Libertador General Bernardo O'Higgins | Coener | 2014 | 10,5 | Operativo | Envision | 5 |
| 47 Aurora | Los Lagos | Aela Energía | 2018 | 129 | Operativo | Senvion 3.0M122 | 43 |
| 48 San Pedro de Dalcachue | Los Lagos | Trans Antártico Energía (TAE) | 2014 | 36 | Operativo | Gamesa G30/2000 | 18 |
| 49 San Pedro de Dalcachue II | Los Lagos | Trans Antártico Energía (TAE) | 2017 | 65 | Operativo | Gamesa G128/5000 | 13 |
| 50 Cabo Negro | Magallanes y de la Antártica Chilena | ENAP | 2010 | 2,55 | Operativo | Vestas V52/850 | 3 |

Figura 4.2: Parque eólicos operativos en Chile. Fuente: Generadoras y The wing power.

Anexos

Parques eólicos en fase de desarrollo, construcción o prueba.

| | Parque Eólico | Ubicación (región) | Empresa | Estado | Potencia Nominal [MW] |
|---|----------------------|--------------------|-------------------------------|-----------------|-----------------------|
| 1 | Campo Lindo | Biobío | AES Gener | En desarrollo | 80 |
| 2 | Los Olmos | Biobío | AES Gener | En desarrollo | 90 |
| 3 | Mesamávida | Biobío | AES Gener | En desarrollo | 40 |
| 4 | Don Álvaro | Biobío | AES Gener | En desarrollo | 114 |
| 5 | Horizonte | Antofagasta | Colbun | En desarrollo | 607 |
| 6 | Renaico II | Araucanía | Enel | En construcción | 144 |
| 7 | Calama | Antofagasta | Engie | En construcción | 151 |
| 8 | Vientos del Pacífico | Biobío | Global Power Generation (GPG) | En desarrollo | 100 |
| 9 | Cabo Leones II | Atacama | Global Power Generation (GPG) | En pruebas | 204 |

Figura 4.3: Próximos parque eólicos presentes en Chile. Fuente: Generadoras y The wing power.

Los 10 parque eólicos más grandes de Chile.

| Parque Eólico | Ubicación (región) | Empresa | Puesta en operación | Potencia Nominal [MW] | Estado | Tipo de Turbina | Cantidad |
|---------------------------|--------------------|------------------------------|---------------------|-----------------------|-----------|---------------------|----------|
| Taltal | Antofagasta | Enel | 2014 | 99 | Operativo | Vestas V112/3000 | 33 |
| Valle de los Vientos | Antofagasta | Enel | 2013 | 90 | Operativo | Vestas V100/2000 | 45 |
| Sierra Gorda | Antofagasta | Enel | 2016 | 112 | Operativo | Gamesa | 56 |
| San Juan I | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 33 | Operativo | Vestas V117/3300 | 10 |
| San Juan II | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 29,7 | Operativo | Vestas V117/3300 | 9 |
| San Juan III | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 29,7 | Operativo | Vestas V117/3300 | 9 |
| San Juan IV | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 33 | Operativo | Vestas V117/3300 | 10 |
| San Juan V | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 26,4 | Operativo | Vestas V117/3300 | 8 |
| San Juan VI | Atacama | Latin America Power (LAP) | 2016 | 33 | Operativo | Vestas V117/3300 | 10 |
| El Pacífico (Los Cururos) | Coquimbo | AES Gener | 2014 | 70 | Operativo | Vestas V100/2000 | 35 |
| Cebada (Los Cururos) | Coquimbo | AES Gener | 2014 | 39,6 | Operativo | Vestas V100/1800 | 22 |
| El Arraján | Coquimbo | Arroyo Energy | 2014 | 115 | Operativo | Siemens SwT-2.3-101 | 50 |
| Talinay Oriente I | Coquimbo | Enel | 2012 | 60 | Operativo | Vestas V90/2000 | 30 |
| Talinay Oriente II | Coquimbo | Enel | 2012 | 30 | Operativo | Vestas V100/2000 | 15 |
| Talinay Poniente I | Coquimbo | Enel | 2015 | 34 | Operativo | Vestas V100/2000 | 17 |
| Talinay Poniente II | Coquimbo | Enel | 2015 | 27 | Operativo | Vestas V100/1800 | 15 |
| Renaico | La Araucanía | Enel | 2016 | 88 | Operativo | Vestas V110/2000 | 44 |
| San Pedro de Dalcahue II | Los Lagos | Trans Antartic Energía (TAE) | 2017 | 65 | Operativo | Gamesa G129/5000 | 13 |

Figura 4.4: Los 10 parque eólicos más grandes de Chile. Fuente: Ministerio de Energía.

ANEXO 2: PROPIEDADES

Tabla 32: Propiedades de los lubricantes. Fuente: Lubrication Management [37]

| Propiedades | Norma | Valor a cumplir |
|--------------------------|--------------------------|---|
| Viscosidad | ISO 2909 | ≥ 90 |
| Estabilidad Oxidación | ASTM-D2893-Modificada | Aumento de la viscosidad a 121 °C < 6% |
| Corrosión al Acero | ISO 7120 | Negativo |
| Corrosión al Cobre | ISO 2160 | < 1B |
| FZG Scuffing | ISO 14635-1 | ≥ 12 |
| Micropitting | FVA nº 54 | ≥ 10 |
| Filtrabilidad | AFNOR NF E48690 5 micras | Pasa |
| Limpieza | ISO 4406/99 | 16/14/11 |
| Aire retenido a 90 °C | ASTM-D3427 | < 15 minutos |
| Carga de soldadura | ASTM-D-2783 | > 250 Kilogramos |
| Desemulsinabilidad 82 °C | ASTM –D1401 | < 15 minutos |

Tabla 33: Requerimiento de sensores para el análisis de vibraciones. Fuente: [42]

| Componentes de la Turbina Eólica | Número necesario de sensores para cada componente | Dirección de medida | Rango de frecuencia |
|----------------------------------|---|---|---|
| Rodamiento de Rotor | 1 (+1 opcional) | Radial-Axial | 0.1Hz..... ≥ 10 KHz |
| GearBox | 4 + 1 | Radial-Axial | 0.1Hz.... ≥ 10 KHz eje de baja velocidad 10Hz.... ≥ 10 KHz eje de alta velocidad |
| Rodamiento del Generador | 2 | Radial | 10Hz.... ≥ 10 KHz |
| Torre con la Góndola | (2 opcional) | Axial en la dirección del viento y transversal a la dirección axial | 0.1Hz..... ≥ 100 KHz |
| Palas de Rotor | (2 opcional) | En dirección del eje del rotor y transversal al eje del rotor | 0.1Hz..... ≥ 10 KHz |

Propiedades Acústicas de los Materiales

| MATERIAL | VEL. LONG. (cm/seg)x10 | VEL. TRANS. (cm/seg)x10 | VEL. SUPERF. (cm/seg)x10 | IMPEDANCIA ACÚSTICA (gr/cm .xseg | DENSIDAD (gr/cm) |
|-----------------------------|---------------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|----------------------|
| METALES | | | | | |
| ALUMINIO | 6.35 | 3.1 | 2.9 | 1.72 | 2.71 |
| BERILIO | 12.8 | 8.71 | 7.87 | 2.33 | 1.82 |
| LATON | 4.43 | 2.12 | 1.95 | 3.61 | 8.1 |
| BRONCE | 3.53 | 2.23 | 2.01 | 3.12 | 8.86 |
| COBRE | 4.66 | 2.26 | 1.93 | 4.18 | 8.9 |
| PLOMO PURO | 2.16 | 0.7 | 0.63 | 2.46 | 11.4 |
| PLOMO ANTIMONIO 6% | 2.16 | 0.81 | 0.74 | 2.36 | 10.9 |
| MAGNESIO (Am 35) | 5.79 | 3.1 | 2.87 | 1.01 | 1.74 |
| MERCURIO | 1.42 | | | 1.85 | 13.0 |
| MOLIBDENO | 6.29 | 3.35 | 3.11 | 6.35 | 10.0 |
| NICKEL | 5.63 | 2.96 | 2.64 | 4.95 | 8.80 |
| INCONEL | 7.82 | 3.02 | 2.79 | 6.45 | 8.25 |
| MONEL | 6.02 | 2.72 | 1.96 | 5.31 | 8.83 |
| NICKEL-PLATA | 4.62 | 2.32 | 1.69 | 4.03 | 8.75 |
| ACERO | 5.85 | 3.23 | 2.79 | 4.56 | 7.8 |
| INOXIDABLE 302 | 5.66 | 3.12 | 3.12 | 4.55 | 8.03 |
| INOXIDABLE 410 | 5.39 | 2.99 | 2.16 | 5.67 | 7.67 |
| TITANIO | 6.1 | 3.12 | 2.79 | 2.77 | 4.54 |
| TUNGSTENO | 5.18 | 2.87 | 2.65 | 9.98 | 19.25 |
| NO METALES | | | | | |
| AIRE | 0.33 | | | 0.0003 | 0.001 |
| ACEITE TRANSFORMADOR | 1.36 | | | 0.1270 | 0.920 |
| LUCITA (RESINA ACRILICA) | 2.67 | 1.12 | | 0.32 | 1.18 |
| CUARZO NATURAL | 5.73 | | | 1.52 | 2.65 |
| AGUA | 1.49 | | | 0.149 | 1 |
| HIELO | 3.98 | 1.99 | | 0.4 | 1 |
| Cuarzo fundido | 5.93 | 3.75 | 3.39 | 1.3 | 2.2 |
| VIDRIO | 5.57 | 3.43 | 3.14 | 1.45 | 2.51 |
| PYREX | 5.57 | 3.44 | 3.13 | 1.24 | 2.23 |

Figura 4.5: Propiedades acústica de los materiales. Fuente: Manual de pruebas no destructivas (NDT) [39]

ANEXO 3: DESARROLLO ÁRBOLES DE FALLA

En esta sección se muestra el desarrollo de los árboles de fallas, relacionados a los subsistemas principales de las turbinas eólicas.

- Sistema Yaw:

En la parte superior de la góndola, se encuentra el sistema Yaw que es el encargado de girar la góndola en un ángulo óptimo con respecto a la dirección del viento. Este tipo de sistema puede dejar de funcionar debido a una falla del motor Yaw o por una falla en la unidad meteorológica [54], que da como resultado un ángulo de giro incorrecto. También se puede generar un fallo estructural cuando el motor Yaw está dañado o no tiene alimentación de corriente [55] o por velocidades extremas del viento o turbulencias.

Tabla 34: Principales eventos del sistema Yaw. Fuente: Elaboración propia

| Fallo del sistema Yaw | |
|--|--|
| <i>Evento intermedio (G)</i> | <i>Evento básico (E)</i> |
| Fallo en el motor Yaw (G01) | Fallo del motor Yaw (E01) |
| Ángulo de Yaw incorrecto (G02) | Vibración anormal del motor (E02) |
| Motor Yaw sin suministro eléctrico (G03) | Daño en la Veleta (E03) |
| Fallo en la unidad meteorológica (G04) | Daño del anemómetro (E04) |
| | Sin suministro eléctrico por parte del generador (E05) |
| | Sin suministro eléctrico por parte de la red (E06) |

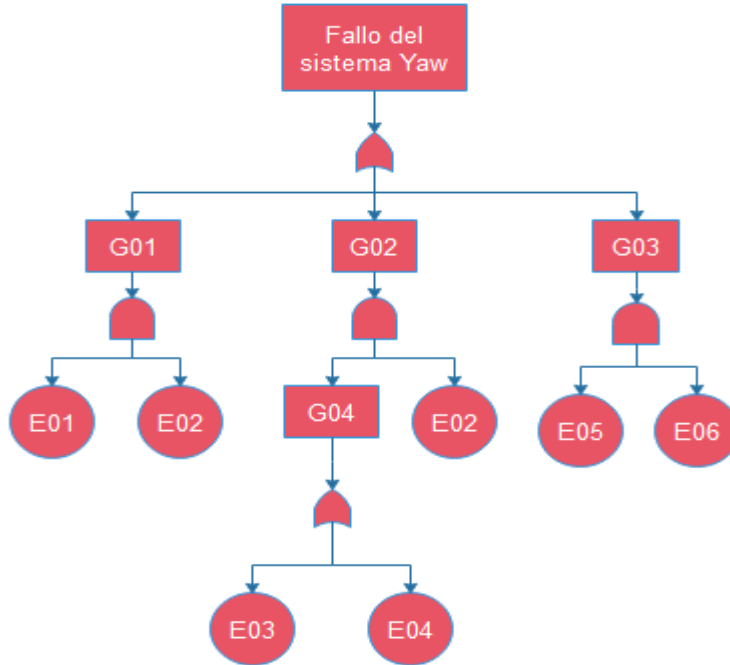


Figura 4.6: Árbol de fallas del sistema Yaw. Elaboración propia en el programa Edraw Max.

- Rotor

El cubo del rotor, es aquel que soporta pesadas cargas que pueden provocar fallas tales como aflojamiento de la holgura en la raíz de las palas, desequilibrio, grietas y rugosidades superficiales [54]. Los rodamientos presentes entre las palas y el cubo pueden dañarse por el desgaste generado por las picaduras, deformación en la cara exterior y en los elementos rodantes [54], también el sobrecalentamiento, grites causadas por la fatiga [56] y fallas por lubricación y corrosión.

Tabla 35: Principales eventos del Rotor. Fuente: Elaboración propia

| Fallo en el sistema del Rotor | |
|---|---|
| Evento intermedio (G) | Evento básico (E) |
| Falla en el sistema del Rotor (G01) | Vibraciones anormales (E01) |
| Fallo de los rodamientos del rotor (G02) | Grietas en rodamientos del rotor (E02) |
| Fallo del cubo del rotor (G03) | Corrosión de pasadores en los rodamientos del rotor (E03) |
| Desgaste en los rodamientos del rotor (G04) | Desgaste abrasivo en los rodamientos del rotor (E04) |

| | |
|--|--|
| Desequilibrio del sistema de palas (G05) | Picaduras en los rodamientos del rotor (E05) |
| | Deformación de la cara y el elemento rodante de los rodamientos del rotor(E06) |
| | Fallo de lubricación en los rodamientos del rotor (E07) |
| | Holgura excesiva entre los elementos (cubo) (E08) |
| | Grietas en el cubo(E09) |
| | Rugosidad superficial en el cubo (cubo) (E10) |
| | Desequilibrio excesivo en el cubo (E11) |
| | Fallo en el ajuste del Pitch (E12) |

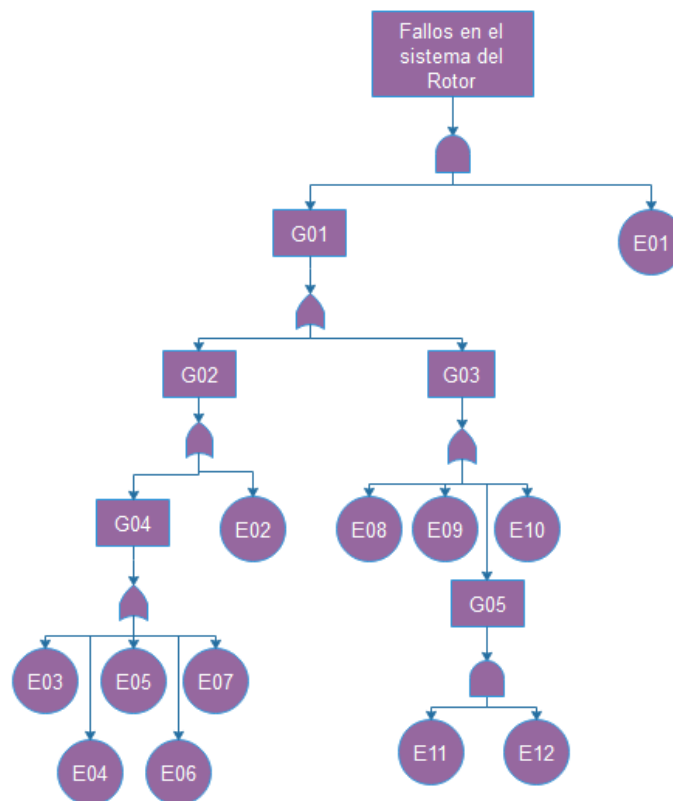


Figura 4.7: Árbol de fallas del sistema del Rotor. Elaboración propia en el programa Edraw Max.

- Las Palas.

Las fallas en las palas están muy relacionadas con las fallas estructurales, por ejemplo, la resistencia y la fatiga de los materiales compuestos [57], también se consideran las fallas por grietas, erosión, delaminación y la desunión que se podría generar en los bordes, en el caparazón e incluso en la sección de raíz de las palas [58] [59] [60].

Una falla común de las palas es la que se genera por el sistema Pitch [61], dado que este sistema se ve enormemente afectado por la turbulencia, dado que el sistema hidráulico que permite el movimiento, por los grandes esfuerzos que se generan, comienza a presentar fugas, sobrepresiones y corrosión [56]. Otro factor que contribuye de forma negativa en el sistema Pitch es la unidad meteorológica, ya que al presentar fallas el sistema, se puede dar un ángulo erróneo a las palas ocasionando graves daños a los sistemas asociados [60].

Tabla 36: Principales eventos en el sistema de Palas. Fuente: Elaboración propia

| Fallo en el sistema de Palas | |
|--|--|
| <i>Evento intermedio (G)</i> | <i>Evento básico (E)</i> |
| Fallo de la Pala (G01) | Alta velocidad del viento y/o turbulencia (E01) |
| Falla en el sistema Pitch (G02) | Asimetría del ángulo de la Pala (E02) |
| Fallo estructural en las Palas (G03) | Vibraciones anormales en el motor hidráulico (E03) |
| Fallo en el sistema hidráulico (G04) | Fallo del motor hidráulico (E04) |
| Ángulo de la Pala incorrecto (G05) | Fugas en el sistema hidráulico (E05) |
| Fallo en el sistema hidráulico (G06) | Sobrepresión en el sistema hidráulico (E06) |
| Unidad meteorológica (G07) | Corrosión en el sistema hidráulico (E07) |
| Falla estructural de palas (G08) | Daño de la veleta (E08) |
| Bordes iniciales y/o finales dañados (G09) | Daño del anemómetro (E09) |
| Daño en la carcasa (G10) | Grietas en los bordes de las palas (E10) |
| Daño en la punta (G11) | Erosión en los bordes de las palas (E11) |
| | Deslaminación en los bordes de ataque de las palas (E12) |

| | |
|--|---|
| | Delaminación en los bordes posteriores de las palas (E13) |
| | Desunión en los bordes de las palas (E14) |
| | Grietas de raíz en la estructura de las palas (E15) |
| | Deslaminación en la cáscara (E16) |
| | Grieta con daño estructural (cárcasa) (E17) |
| | Grieta en la junta viga-cáscara (E18) |
| | Punta de la pala abierta (E19) |
| | Rayo en la punta de la pala (E20) |
| | Vibraciones anormales en las palas (E21) |

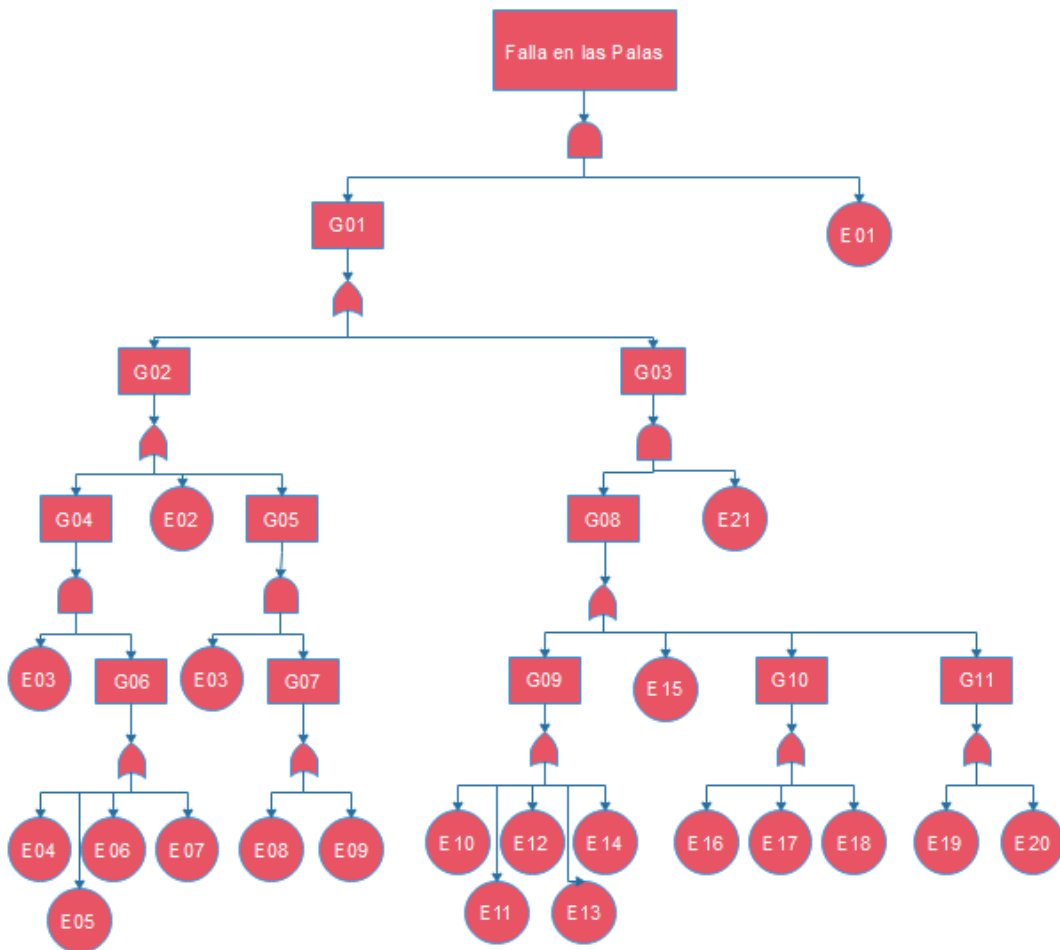


Figura 4.8: Árbol de fallas del sistema de Palas. Elaboración propia en el programa Edraw Max.

- Generador, Componentes Eléctricos y Electrónicos.

Las fallas en los generadores pueden deberse a causas de índole eléctrica o mecánica [62]. Las principales fallas eléctricas son generadas por circuitos abiertos (cables que se hayan cortado) o cortocircuitos del devanado en el rotor o estator [63], los cuales pueden ocasionar un sobrecalentamiento del equipo [54].

Según varios estudios, la más alta tasa de fallos se concentra en los rodamientos, rotores y estatores [64]. La falla de los rodamientos por lo general es producida por el desgaste, las fisuras a causa de la fatiga, asimetría y desbalance de los ejes [65]. Por su parte las fallas en el rotor y el estator pueden ser producidas por barras rotas [66], excentricidad del entrehierro y excentricidad dinámica [63] y desequilibrio del rotor. Por otro lado, los defectos mecánicos consideran la corrosión, suciedad y terminales dañados [56].

Tabla 37: Principales eventos en el sistema eléctrico. Fuente: Elaboración propia

| Fallo en el sistema eléctrico | |
|--|---|
| <i>Evento intermedio (G)</i> | <i>Evento básico (E)</i> |
| Fallo crítico del generador (G01) | Vibración anormal en el generador (E01) |
| Fallo en la electrónica de potencia y los controles eléctricos (G02) | Grietas en rodamientos (E02) |
| Fallo mecánico del generador (G03) | Desbalance en ejes (E03) |
| Fallo eléctrico del generador (G04) | Asimetría (E04) |
| Fallo en los rodamientos del generador (G05) | Excentricidades del entrehierro (E05) |
| Fallo del rotor y el estator (G06) | Barras rotas (E06) |
| Fallo en los rodamientos del generador (G07) | Excentricidad dinámica (E07) |
| Fallo de rotor y estator (G08) | Error del sensor de temperatura (E08) |
| Señales anormales (G09) | Temperatura por encima del límite (E09) |
| Sobrecalentamiento del generador (G10) | Cortocircuito en el generador (E10) |
| Fallo eléctrico en la electrónica de potencia (G11) | Circuito abierto generador (E11) |
| Fallo mecánico en la electrónica de potencia (G12) | Cortocircuito en la electrónica (E12) |

| | |
|--|--|
| | Circuito abierto en la electrónica (E13) |
| | Corrosión (E14) |
| | Falta de tierra (E15) |
| | Daños en terminales (E16) |

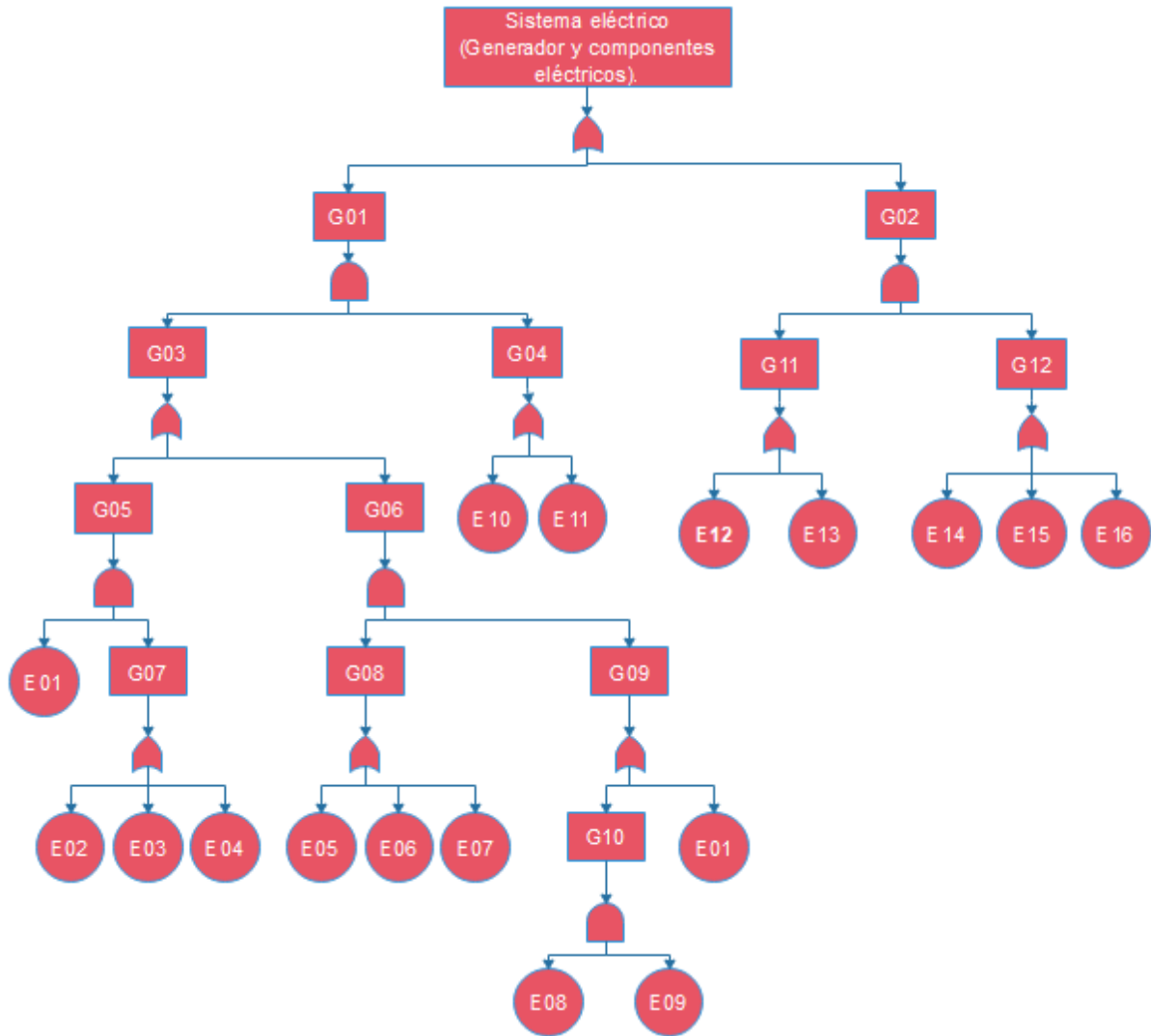


Figura 4.9: Árbol de fallas del sistema eléctrico y electrónico. Elaboración propia en el programa Edraw Max.

- Tren de poder

Es aquel conformado por el rodamiento principal, eje principal (baja velocidad), la caja de cambios y el generador [67]. El tren de baja velocidad, presenta fallas en el rodamiento principal

[56] y en el eje de baja velocidad, también están presentes las vibraciones severas generadas por las grietas en cualquier componente y el desbalance en el eje de baja velocidad [63].

La caja de cambios presenta fallas en los dientes de los engranajes y en los rodamientos, debido a fallas en la lubricación [63], suciedad por defectos en el sellado [61] o por pérdidas de aceite [68]. A lo antes mencionado también se le suma el desgaste o los daños por fatiga que pueden producir picaduras y grietas en las superficies, excentricidades del engranaje, deterioro de los dientes de los engranajes [54] [69].

El eje de alta velocidad está expuesto a la falla de sobrecalentamiento por las altas velocidades a las que llega el sistema, como también al desgaste y la fatiga del material, que pueden generar la aparición de grietas [54] y desbalance sobre el eje [63]. El freno puede fallar por las sobrepresiones o las fugas de aceite [53], el agrietamiento del disco y el calliper [70].

Tabla 38: Principales eventos en el tren de poder. Fuente: Elaboración propia

| Fallo en el tren de poder | |
|---|---|
| <i>Evento intermedio (G)</i> | <i>Evento básico (E)</i> |
| Fallo del tren de baja velocidad (G01) | Vibración anormal en el rodamiento y eje de baja velocidad (E01) |
| Caja de cambios crítica (G02) | Grietas en rodamientos principal (E02) |
| Fallo del tren de alta velocidad (G03) | Descascarado del rodamiento principal (E03) |
| Fallo en el rodamiento principal (G04) | Corrosión en el pasador del rodamiento principal (E04) |
| Fallo del eje de baja velocidad (G05) | Desgaste abrasivo en el rodamiento principal (E05) |
| Fallo en el rodamiento principal (G06) | Deformación de la cara y el elemento rodante del rodamiento principal (E06) |
| Desgaste en rodamiento principal (G07) | Picaduras en el rodamiento principal (E07) |
| Fallo del eje de baja velocidad (G08) | Desbalance del eje de baja velocidad (E08) |
| Desgaste en eje de baja velocidad (G09) | Grietas en el eje de baja velocidad (E09) |

Anexos

| | |
|---|---|
| Fallo en la caja de cambios (G10) | Descascaramiento en el eje de baja velocidad (E10) |
| Fallo en rodamientos (caja de cambios) (G11) | Desgaste abrasivo en eje de baja velocidad (E11) |
| Desgaste del rodamiento de la caja de cambios (G12) | Picaduras en el eje de baja velocidad (E12) |
| Lubricación de la caja de cambios (G13) | Recalentamiento de la caja de cambios (E13) |
| Fallo de engranajes (G14) | Vibración anormal en caja de cambios (E14) |
| Fallo en los engranajes (G15) | Corrosión en pasadores de rodamientos (E15) |
| Desgaste en los dientes de los engranajes (G16) | Desgaste abrasivo en rodamientos (E16) |
| Desplazamiento en los dientes del engranaje (G17) | Picaduras en rodamientos (E17) |
| Fallo del eje de alta velocidad (G18) | Deformación de la cara y el elemento rodante del rodamiento (E18) |
| Daño estructural en el eje de alta velocidad (G19) | Filtración de aceite en la caja de cambios (E19) |
| Desgaste del eje de alta velocidad (G20) | Contaminación por partículas dentro de la caja de cambios (E20) |
| Fallo crítico del freno (G21) | Vibración anormal en la caja de cambios (E21) |
| Fallo de freno (G22) | Excentricidad en los engranajes (E22) |
| Fallo del sistema de freno hidráulico (G23) | Picaduras en los engranajes (E23) |
| Señales anormales del sistema (G24) | Grietas en engranajes (E24) |
| Señales anormales de los componentes (G25) | Deterioro de los dientes del engranaje (E25) |
| Recalentamiento del freno (G26) | Diseño deficiente en los dientes del engranaje (E26) |
| | Defectos en la superficie del diente (E27) |

Anexos

| | |
|--|---|
| | Vibración anormal en el eje de alta velocidad (E28) |
| | Grietas en el eje de alta velocidad (E29) |
| | Desbalance en el eje de alta velocidad (E30) |
| | Sobrecalentamiento del eje de alta velocidad (E31) |
| | Descascaramiento del eje de alta velocidad (E32) |
| | Desgaste abrasivo del eje de alta velocidad (E33) |
| | Picaduras en el eje de alta velocidad (E34) |
| | Grietas en el disco de freno (E35) |
| | Fallo del freno del motor (E36) |
| | Fuga de aceite (E37) |
| | Sobrepresión (E38) |
| | Velocidad anormal (E39) |
| | Error sensor de temperatura (freno) (E40) |
| | Temperatura por encima del límite (E41) |

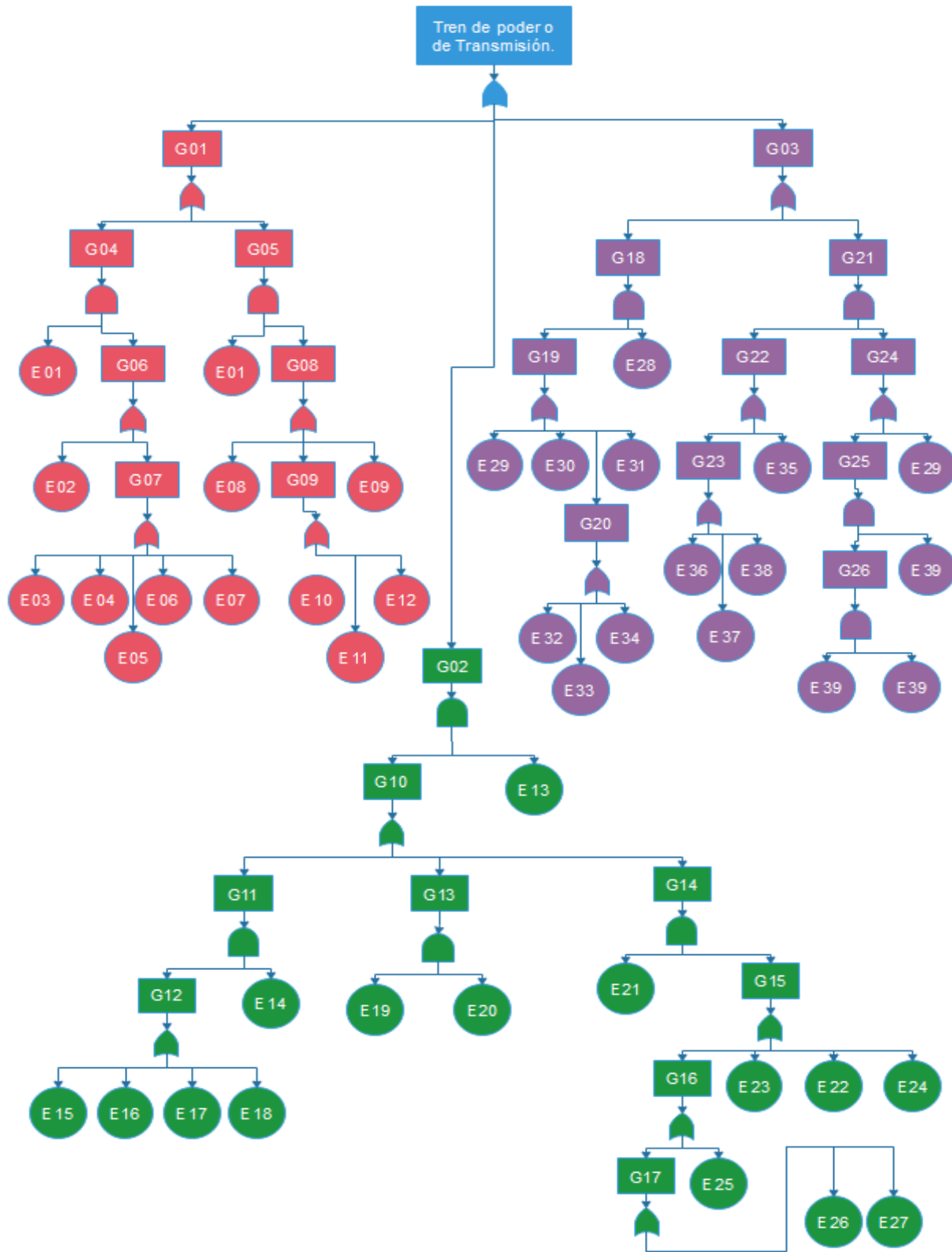


Figura 4.10: Árbol de fallas del tren de poder. Elaboración propia en programa Edraw Max.

ANEXO 4: DESARROLLO FMECA.

Ocurrencia:

Tabla 39: clasificación para la ocurrencia de una falla (O). Fuente: Elaboración propia [72]

| Clasificación | Frecuencia | Tasa de Fallas |
|----------------------|-------------------|-----------------------|
| 10 | Muy alto | $\geq 20\%$ |
| 9 | Falla inevitable | 15 – 20% |
| 8 | Elevado | 10 – 15% |
| 7 | Falla frecuente | 5 – 10% |
| 6 | Regular | 4 – 5% |
| 5 | Falla ocasional | 3 – 4% |
| 4 | Bajo | 2 – 3% |
| 3 | Falla rara | 1 – 2% |
| 2 | Remoto | 0.1 – 1% |
| 1 | Falla imposible | $< 0.1\%$ |

Severidad.

Tabla 40: clasificación para la severidad de una falla (S). Fuente: Elaboración propia [72]

| Clasificación | Efecto de la falla | Condición de la turbina eólica |
|----------------------|---------------------------------|---------------------------------------|
| 10 | Severidad extremadamente alta | Inoperante |
| 9 | Gravedad muy alta | Operaciones muy degradadas |
| 8 | Pérdidas de funciones primarias | Operaciones muy limitadas |
| 7 | Alta severidad | Rendimiento muy reducido |
| 6 | Severidad moderada | Rendimiento reducido |
| 5 | Gravedad baja | Rendimiento limitado |
| 4 | Gravedad muy baja | Degradación sutil |
| 3 | Gravedad menor | Degradación menor |
| 2 | Gravedad muy leve | Degradación limitada |
| 1 | Ninguna | Condición nominal |

Detectabilidad

Tabla 41: clasificación para la detectabilidad de una falla (D). Fuente: Elaboración propia [71]

| Clasificación | Detección | Significado |
|----------------------|-------------------------|--|
| 10 | Absolutamente imposible | No se detecta la causa |
| 9 | Muy remoto | Posibilidad muy remota de detectar la causa |
| 8 | Remoto | Posibilidad remota de detectar la causa |
| 7 | Muy bajo | Muy baja probabilidad de detectar la causa |
| 6 | Baja | Baja probabilidad de detectar la causa |
| 5 | Moderada | Probabilidad moderadamente de detectar la causa |
| 4 | Moderadamente alta | Probabilidad moderadamente alta de detectar la causa |
| 3 | Alta | Alta probabilidad de detectar la causa |
| 2 | Muy alta | Muy alta probabilidad de detectar la causa |
| 1 | Casi seguro | Casi seguro que se detecta la causa |

Desarrollo FMECA Turbina Eólica Vestas V100-2MW

| FMECA | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------|--|------------|--|---|---|-----|--|-----|--|-----|-----|--|--------------------------|
| TURBINA EÓLICA VESTAS V100-2MW | | | | | | | | | | | | | | |
| Función principal de la turbina eólica: Convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica | | | | | | | | | | | | | | |
| Sistema | Subsistema | Función del subsistema | Componente | Modo de fallo | Efecto del fallo | | (S) | Causas del fallo | (C) | Métodos de detección del fallo | (D) | NPR | Comentarios/Acciones de mejora | Área responsable |
| | | | | | Efecto local | Efecto global | | | | | | | | |
| Rotor [76] [77] [78] [79] [80] [81] [82] [83] [92] | Palas | Transformar la fuerza del viento en el par requerido para generar energía útil | Palas | Fractura de las palas | El rotor gira de forma desequilibrada | Se imposibilita la captación de la energía cinética del viento | 10 | Impacto por rayos | 2 | Monitoreo del sistema de protección contra rayos | 10 | 200 | Realizar inspección visual en cada mantenimiento | Mantenimiento eléctrico |
| | | | | | | | | Fatiga del material | 7 | Monitoreo de condición por medio de un análisis de vibraciones y emisiones | 4 | 280 | Realizar los monitoreos cada vez que se sufre de un evento climático importante | Mantenimiento predictivo |
| | | | | Fatiga | Formación de grietas | Pérdida del rendimiento aerodinámico | 8 | Cargas cíclicas | 7 | Inspección visual | 7 | 392 | Realizar un análisis de vibraciones para corroborar las inspecciones visuales | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Agrietamiento | Grietas en las palas, posibles deformaciones, ruido y vibraciones | Pérdida del rendimiento aerodinámico | 8 | Delaminación | 7 | Inspección de Emisiones acústicas e inspección visual | 4 | 224 | Revisar la condición de las palas una vez que se reciben del sistema de transporte, para verificar golpes o daños | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | | | Desunión de la matriz de resina | 7 | Inspección de Emisiones acústicas e inspección visual | 4 | 224 | | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | | | Concentración de tensiones locales | 7 | Inspección de Emisiones acústicas e inspección visual | 4 | 224 | | Mantenimiento predictivo |
| | | | | Grietas | Deformación de las palas y pérdidas de la resistencia estructural | Una reducción del rendimiento aerodinámico del rotor y del sistema | 5 | Cargas cíclicas permanentes | 7 | Monitoreo de condición periódico y inspección visual. | 7 | 245 | Realizar un análisis de vibraciones para analizar el estado de las palas | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Deterioro de la rigidez de la estructura raíz | Desarrollo de grietas en las palas | Alteración en la eficiencia del sistema | 5 | Fatiga y delaminación | 7 | Monitoreo de condición periódico, inspección visual y | 4 | 140 | Realizar inspección de las palas antes del montaje y hacer una revisión después de la instalación | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | | | Deficiencia del material | 2 | Prueba funcional y mantenimiento periódico | 10 | 100 | | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Desequilibrio aerodinámico | La eficiencia se ve reducida al no orientar bien las palas | La conversión de energía se detiene al no producir el par necesario para mover los sistemas | 8 | Error de diseño | 1 | Prueba funcional y mantenimiento periódico | 10 | 80 | Realizar inspección de las palas antes del montaje y hacer una revisión después de la instalación | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | | Desajuste de las palas | 2 | Monitoreo de condición continuo | 1 | 16 | Realizar análisis de vibraciones como medida preventiva | Mantenimiento predictivo |
| | | | | Acumulación de suciedad (acumulación de hielo dependiendo del clima) | Fricción y desgaste prematuro de las palas | Puede influir en la captación de la energía cinética del viento | 2 | Falta de pintura o recubrimiento de protección | 1 | Inspección visual | 10 | 20 | En cada intervalo de mantenimiento revisar la acumulación de polvo o residuos en las palas, para evitar desgaste prematuros de los componentes | Mantenimiento mecánico |
| Deterioro de los accesorios dado los efectos del clima | 2 | Inspección visual | 10 | | | | | 40 | | | | | | |

Figura 4.11: Desarrollo FMECA parte 1. Fuente: Elaboración propia en Excel

Anexos

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|--|-----------------------|---|--|---|---|----------------------------------|---|--|--|---|---|---|--------------------------|
| Sistema Pitch | Sistema se encarga de regular la potencia, mediante la variación del ángulo de las palas del rotor con respecto al viento. También actúa como freno al detener el rotor en caso de viento con velocidades muy elevadas | Cilindros Hidráulicos | Fallo de los sensores en los actuadores (Cilindros hidráulicos) | No se detecta la posición de los actuadores, por lo tanto se desconoce el ángulo | Se reduce la eficiencia de la turbina al no poder monitorear el sistema Pitch | 8 | Mala calibración de los sensores | 2 | Monitoreo continuo de la condición de los sensores | 4 | 64 | Durante las inspecciones visuales, revisar el estado de los sensores considerando conexiones eléctricas, limpieza y montaje de estos. | Mantenimiento eléctrico | |
| | | | | | | | Funcionamiento anormal | 2 | | 4 | 64 | | | |
| | | | | | | | Sensores en mal estado | 1 | | 4 | 32 | | | |
| | | | | Fugas internas o externa de los actuadores (Cilindros hidráulicos) | Sobrepresión en el circuito hidráulico | Se ve afectada la regulación de la velocidad del rotor, afectando el rendimiento de la turbina eólica | 8 | Presencia de partículas contaminantes y suciedad en el tanque hidráulico. | 7 | Monitoreo de condición continuo | 4 | 224 | Al momento de realizar la mantención del sistema, preocuparse de limpiar el fondo del estanque hidráulico | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | Corrosión del fluido hidráulico por agua | | 2 | Monitoreo de condición continuo | 7 | 112 | Analizar y determinar como ingreso agua al sistema para corregir este problema | Mantenimiento predictivo | |
| | | | | | | Bloqueo de la bomba | | 2 | Mantenimiento periódico. | 4 | 64 | Analizar el motivo por el cual la bomba se bloqueo y evitar que vuelva a suceder | Mantenimiento mecánico | |
| | | | | | | Error en las conexiones (racores, flexibles y adaptadores) | | 1 | Mantenimiento periódico e inspecciones visuales. | 4 | 32 | Tener la precaución de realizar los agrietes correctos al momento de reemplazar las conexiones | Mantenimiento mecánico | |
| | | | | | | Alta viscosidad del fluido | | 2 | Monitoreo de condición continuo | 1 | 16 | Verificar el fluido recomendado por el fabricante | Mantenimiento predictivo | |
| | | | | | Presiones elevadas ejercidas por el actuador | 2 | | Monitoreo de condición continuo | 4 | 64 | Verificar que el actuador este trabajando en su intervalo de presión adecuado | Mantenimiento predictivo | | |
| | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | Válvula Proporcional | Fallo por agarrotamiento de la Válvula proporcional | El actuador no puede ajustar el ángulo pitch requerido. | Se reduce la eficiencia del sistema, afectando la generación de energía eléctrica | 5 | Funcionamiento anormal del solenoide | 2 | Mantenimiento periódico e inspecciones visuales. | 7 | 70 | En cada mantención revisar las conexiones eléctricas | Mantenimiento eléctrico |
| | | | | | | Condiciones ambientales inesperadas | | 2 | Interferencia de la producción | 10 | 100 | Tratar de buscar un patrón que permita mitigar la causa de la falla | Mantenimiento en general | |
| | | | | | | Exceso de calor en la válvula | | 7 | Monitoreo de condición continuo | 1 | 35 | Monitorear la temperatura del fluido hidráulico | Mantenimiento eléctrico | |
| | | | Controlador electrónico | Fallo del controlador electrónico del sistema Pitch | El sistema no recibe las señales para ejecutar el control del ángulo Pitch | Se reduce la eficiencia de la turbina, al no poder controlar el sistema Pitch | 8 | Daños en los cables que transportan la señal | 10 | Monitoreo de condición continuo | 1 | 80 | Al realizar distintos trabajos de mantenimiento, estar atento de no pasar a llevar los cables | Mantenimiento eléctrico |
| | | | | | | Errores de mantenimiento | | 1 | Observaciones casuales y durante el mantenimiento | 10 | 80 | Supervisar una vez terminados los trabajos de mantenimiento | Mantenimiento eléctrico | |
| | | | | | | Error de diseño | | 1 | Realizar prueba funcional y mantenimiento periodicos | 10 | 80 | Tomar las precauciones y anticiparse a cualquier problema | Mantenimiento eléctrico | |
| | | | | | | Errores eléctricos | | 10 | Monitoreo de condición continuo | 1 | 80 | Cuidado al manipular todo lo eléctrico dado que son muy | Mantenimiento eléctrico | |

Figura 4.12: Desarrollo FMECA parte 2. Fuente: Elaboración propia en Excel

Anexos

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|-------------|---|--|--|---|--------------------------------------|--------------------------------|---|---|---|--------------------------|-----|--|--------------------------|-----|---|--------------------------|
| | bujes (Hub) | Transmite y soporta las cargas generadas por las palas | Buje-Eje Principal | Holgura en la unión buje-eje principal | Aflojamiento del buje y el plato de acoplamiento del eje principal | Turbina eólica deja de funcionar | 5 | Plato de acoplamiento dañado | 2 | Monitoreo de condición periódica con Vibraciones, Ultrasonido y tintas penetrantes. También inspecciones visuales | 4 | 40 | Realizar el cambio del plato y hacer un estudio de porque fallo este componentes y como corregirlo para que no suceda nuevamente | Mantenimiento predictivo | | | |
| | | | | | | | | Montaje incorrecto | 1 | Mantenimientos periódicos y observaciones casuales | 10 | 50 | Realizar inspección luego de la instalación y las mantenencias | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | | Corrosión | 1 | Monitoreo de condición periódica y continua con Vibraciones, Ultrasonido e inspecciones visuales. | 4 | 20 | Buscar las causas que pueden producir la corrosión y ver la forma de corregirlo o disminuir su efecto | Mantenimiento predictivo | | | |
| | | | | | | | | Aloje o rotura de pernos y tuercas | 1 | Monitoreo de condición periódica con Vibraciones, Ultrasonido, partículas | 4 | 20 | Realizar un correcto apriete durante la instalación y hacer reapriete durante las mantenencias | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | Buje- Palas | Holgura en la unión pala-buje | Aflojamiento de las palas y el buje | Pérdida del rendimiento aerodinámico | 5 | Ebridas de acoplamiento | 2 | Inspección visual | 10 | 100 | Realizar un análisis de vibraciones en las palas para detectar estos | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | | Rotura o aflojamiento de tuercas y tornillos | 1 | Mantenimientos periódicos, inspecciones con ultrasonido y partículas magnéticas | 7 | 35 | Durante los mantenimientos es posible revisar y reapretar o cambiar los elementos sueltos o | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | | Montaje incorrecto | 1 | Mantenimientos periódicos, observaciones casuales e interferencias en la producción | 10 | 50 | Programar inspecciones luego del montaje que certifiquen que los trabajos estan bien realizados | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | Tren de transmisión [68] [82] [84] [85] [86] [87] [88] [89] [90] [91] [92] | Conjunto de eje principal | Soporta el rotor y transfiere parte de su carga al bastidor principal de la góndola | Rodamiento Principal | Fallo del rodamiento principal | El rodamiento no soporta las cargas del rotor | No se logra transmitir el par mecánico para generar energía eléctrica | 10 | Lubricación insuficiente | 1 | Monitoreo de condición periódico y continuo con un análisis de vibraciones en el | 1 | 10 | Corroborar el estado del sistema de lubricación, verificar que no hay fugas o falta de lubricante | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | | | | | Sobrecalentamiento | 2 | Monitoreo de condición periódico y continuo, con un análisis de vibraciones y | 1 | 20 | Corroborar el estado del sistema de lubricación, verificar que no hay fugas o falta de lubricante | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | | | | | Vibración excesiva | 10 | Monitoreo de condición periódico y continuo con un análisis de vibraciones | 1 | 100 | Realizar análisis de vibraciones como medida preventiva para anticiparse al fallo | Mantenimiento predictivo |
| Desgaste y envejecimiento | 2 | Mantenimiento periódico o correctivo | | | | | | | | | 7 | 140 | Reemplazar el rodamiento si presenta desgaste o | Mantenimiento mecánico | | | |
| Corrosión | 1 | Monitoreo de condición periódico y continuo, más inspecciones visuales | | | | | | | | | 1 | 10 | Buscar las causas que pueden producir la corrosión y ver la forma de corregirlo o disminuir su efecto | Mantenimiento mecánico | | | |
| Error de diseño | 1 | Mantenimiento periódico y pruebas de funcionalidad | | | | | | | | | 10 | 100 | Inspeccionar los componentes antes de instalarlos | Mantenimiento mecánico | | | |
| Fallo de mantenimiento | 1 | Mantenimientos periódicos, observaciones visuales e interferencia a la producción | | | | | | | | | 7 | 70 | Realizar revisiones diarias luego de haber realizado tareas de mantenimiento | Mantenimiento mecánico | | | |

Figura 4.13: Desarrollo FMECA parte 3. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|--|----|--|----|-----|--|--------------------------|
| Vibraciones excesivas del rodamiento principal | Se produce inestabilidad, ruidos y cragas dinámicas no deseadas | Reducción en el rendimiento eléctrico | 5 | Formación de marcas o grietas en las partes del rodamiento | 10 | Monitoreo de condición periódico por medio de análisis de vibraciones o inspecciones con ultrasonido, visual o rayos x | 1 | 50 | Realizar un seguimiento del rodamiento por medio de mantenimiento predictivo para evitar posibles fallas | Mantenimiento predictivo |
| | | | | Fatiga y desgaste del rodamiento | 10 | Mantenimiento periódico o correctivo | 7 | 350 | Realizar un seguimiento del rodamiento a través de mantenimiento predictivo para | Mantenimiento predictivo |
| | | | | Desequilibrio mecánico del rotor | 2 | Monitoreo de condición periódico por medio de análisis de vibraciones | 1 | 10 | Es importante contar con las herramientas apropiadas para evitar este tipo de problemas | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Pérdida de integridad estructural | 1 | Monitoreo de condición periódico por medio de análisis de vibraciones | 1 | 5 | Es importante contar con las herramientas apropiadas para evitar este tipo de problemas | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Desgaste normal de la carcasa | 1 | Mantenimiento periódico o correctivo | 7 | 35 | Reemplazar la carcasa antes que termine su periodo de vida | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Montaje incorrecto | 1 | Mantenimiento periódico y problemas en la producción | 10 | 50 | Contar con las herramientas apropiadas para hacer estos | Mantenimiento mecánico |
| Sobrecalentamiento del rodamiento principal | Se produce un aumento en las superficies del rodamiento | Se produce una disminución en la velocidad del conjunto del eje principal del sistema | 5 | Lubricación inadecuada | 2 | Monitoreo de condición periódico con análisis de vibraciones y termografía | 1 | 10 | Corroborar el estado del lubricación, verificar que no hay fugas o falta de lubricante | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Cargas y velocidades | 2 | Monitoreo de condición periódico por medio de análisis | 1 | 10 | Verificar si hay fallas en otro componentes asociados | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Abrasión y corrosión | 10 | Monitoreo de condición periódico con análisis de vibraciones y ultrasonido | 1 | 50 | Determinar cual es la procedencia de las partículas que producen estos problemas para corregirlo | Mantenimiento mecánico |
| Fallo de lubricación en el rodamiento principal | Desgaste excesivo de anillos, rodillos o bolas y jaula dando lugar a sobrecalentamiento | Fallo en el tren de transmisión y pérdida en la conversión de energía | 8 | Exceso o falta de grasa | 1 | Mantenimiento periódico | 7 | 56 | Realizar inspecciones visuales y durante los mantenimientos | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Deterioro en el lubricante debido a un exceso en la temperatura de operación | 1 | Mantenimiento periódico | 7 | 56 | Reemplazar la grasa del rodamiento principal | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Presencia de suciedad y partículas | 7 | Monitoreo de condición continuo y mantenimientos periódicos | 1 | 56 | Realizar limpieza de partes contaminadas o sucias | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Rotura del sello | 1 | Mantenimiento periódico o correctivo | 7 | 56 | Reemplazar los sellos cuando se vea que ya están gastados | Mantenimiento mecánico |
| Bloqueo del rodamiento-eje principal | Rotura del eje principal y elementos del rodamiento | Accidente en el tren de transmisión y colapso estructural del sistema | 8 | Falta de lubricación | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de | 1 | 8 | Verificar cada ciertos intervalos de tiempo la cantidad de lubricante | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Error de instalación | 1 | Mantenimiento periódico y una interferencia en la producción. | 10 | 80 | Realizar un control de la instalación, después de haberla ejecutado | Mantenimiento mecánico |
| | | | | Presencia de residuos contaminantes | 7 | Mantenimiento periódico y un monitoreo continuo de condición | 1 | 56 | Buscar la fuente de estos residuos y crear planes de limpieza para evitar su propagación | Mantenimiento mecánico |

Figura 4.14: Desarrollo FMECA parte 4. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | | | | | | | |
|--|---------------|---------------------------------|--|---|-------------------------------------|---------------------------------|--|--|----|---|--|--------------------------|
| | | | | | Expansión térmica del eje principal | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración y termografía | 1 | 8 | Analizar y determinar porque sube la temperatura que produce la expansión del eje principal | Mantenimiento mecánico | |
| | | | | | Deflexión del eje principal | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración | 1 | 8 | Analizar y determinar que cargas son las que estan generando la deflexión para corregirlas | Mantenimiento mecánico | |
| | Eje Principal | Fallo del eje principal | Agrietamiento en el eje por carga excesiva (se generan fracturas) | Colapso total del sistema | | | | | | | | |
| | | | | | 10 | Error de mantenimiento | 1 | Mantenimiento periódico, observación visual y interferencia en la producción | 10 | 100 | Realizar un control de la instalación, despues de haberla ejecutado | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | Deformación elástica bajo carga | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración | 1 | 10 | Solicitar a mantenimiento predictivo un monitoreo constante para prevenir el fallo del sistema por este problema | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | Expansión térmica | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración y termografía | 1 | 10 | | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | Desgaste | 2 | Mantenimiento periódico o correctivo | 7 | 140 | Cambiar el componente para recuperar la condición optima del | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | Desalineación | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de | 1 | 20 | Solicitar a mantenimiento predictivo un monitoreo constante para prevenir el fallo del sistema por este problema | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | Vibración | 10 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de | 1 | 100 | | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | Corrosión | 1 | Monitoreo de condición periodica y continua con Vibraciones, Ultrasonido e | 1 | 10 | Buscar las causas que pueden producir la corrosión y ver la forma de corregirlo o disminuir su efecto | Mantenimiento mecánico |
| | | Desalineación del eje principal | Vibración e inestabilidad en el conjunto de eje principal | El funcionamiento se vuelve inestable e intermitente | 5 | Error de ajuste | 2 | Mantenimiento periódico, observación visual y interferencia en la producción | 7 | 70 | Realizar un control de la instalación, despues de haberla ejecutado | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | Exoesivas vibraciones en el eje | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración | 4 | 140 | Solicitar a mantenimiento predictivo el monitoreo para prevenir el fallo por vibraciones | Mantenimiento predictivo |
| | Acoplamiento | Fallo del acoplamiento | Elevadas tensión que conducen a un rápido deterioro del acoplamiento y del eje de alta velocidad | La transmisión de energía mecánica en el generador se detiene y no se produce energía eléctrica | | | | | | | | |
| | | | | | 8 | Desalineación del eje de alta | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de | 1 | 8 | Solicitar a mantenimiento que realice la alineación del eje. | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | Pernos rotos o sueltos | 1 | Monitoreo de condición periodica con Vibraciones, Ultrasonido, partículas | 4 | 32 | Realizar un correcto apriete duranete la instalación y hacer reaprete durante las mantenciones | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | Par de funcionamiento excesivo | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración | 1 | 16 | Analizar y determinar porque se esta produciendo un exceso de par, para corregir este problema | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | Error de mantenimiento | 1 | Mantenimiento periódico, observación visual y interferencia en la producción | 10 | 80 | Realizar un control de la instalación, despues de haberla ejecutado | Mantenimiento mecánico |

Figura 4.15: Desarrollo FMECA parte 5. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | en la producción | | ejecutado | | | | | |
|--------------------|--|------------------------------|---|---|---|------------------|--|--|--|--|--------------------------|--|------------------------|
| | | Freno Mecánico | Activación prematura del freno mecánico | El conjunto de eje principal se bloquea | El tren de transmisión se deteriora y comienza a bajar su rendimiento | 5 | Elevada pretensión en las pinzas | 1 | Mantenimiento periódico o correctivo | 4 | 20 | Realizar inspecciones visuales de acuerdo a ciertos intervalos de tiempo programados | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Desgaste excesivo en las pastillas | 1 | Mantenimiento periódico o correctivo | 4 | 20 | Realizar inspecciones visuales de acuerdo a ciertos intervalos de tiempo programados | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Fallo del sistema hidráulico | 2 | Monitoreo de condición continuo | 1 | 10 | Realizar inspecciones visuales de acuerdo a ciertos intervalos de tiempo programados | Mantenimiento mecánico |
| Caja de engranajes | Transformar la velocidad de rotación lenta (eje de baja velocidad) a una velocidad más elevada (eje de alta velocidad), requerida para impulsar el generador eléctrico | Caja de transmisión completa | Fallo generalizado | Rotura de los componentes de la caja de engranajes. | La turbina eólica deja de generar energía eléctrica | 10 | Desgaste excesivo de los rodamientos | 10 | Mantenimiento periódico o correctivo | 4 | 400 | Realizar una sustitución de rodamientos desgastados | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Marcas o hendiduras en los dientes de los engranajes | 10 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración, análisis aceite y emisiones acústicas | 1 | 100 | Hacer una limpieza al interior de la transmisión para eliminar cualquier impureza, luego cambiar el lubricante y filtros | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Inestabilidad térmica | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración y termografía | 1 | 20 | Hacer una revisión al sistema de lubricación para buscar posibles fallas | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Vibración torsional y lateral | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración | 1 | 20 | Solicitar a mantenimiento predictivo el monitoreo para prevenir el fallo por vibraciones | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Cargas inesperadas | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración | 1 | 10 | Realizar un monitoreo continuo para descubrirlas a tiempo | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Fallo en el sistema de lubricación | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite e inspecciones visuales | 1 | 20 | Analizar las fallas y ver que las esta produciendo para corregirlas y evitar que vuelvan a suceder | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Corrosión debido al ingreso de agua | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite e inspecciones visuales | 1 | 10 | Hacer un análisis de como ingreso el agua al aceite para evitar que vuelva a suceder | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Error de fabricación | 1 | Prueba funcional y mantenimiento periódico | 10 | 100 | Hablar con el fabricante para buscar una solución | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Suciedad y contaminación | 7 | Monitoreo continuo de condición y mantenimiento periódico | 1 | 70 | Hacer limpieza de partes contaminadas y analizar porque se estan ensuciando | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Engranajes | Fallo en los dientes de los engranajes | Formación de cavidades y mordeduras en los engranajes de la caja de engranajes | Reducción de la eficiencia mecánica y eléctrica | 8 | Fatiga | 7 |
| | | | | | Vibraciones y choques | 10 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración | 4 | 320 | Solicitar a mantenimiento predictivo el monitoreo para prevenir el fallo por vibraciones | Mantenimiento predictivo | | |

Figura 4.16: Desarrollo FMECA parte 6. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | | | | | | |
|------------------------|----------------------------------|---|---|---|--|----|---|----|-----|--|--------------------------|
| | | | | | Marcas o hendiduras | 10 | Monitoreo periódico y continuo de condición. Análisis de vibración y análisis de aceite | 7 | 560 | Realizar inspecciones visuales para determinar si es mucho el daño que presenta el engranaje | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | Excentricidad (desviación) en los engranajes | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 4 | 64 | Realizar inspecciones visuales para determinar si es mucho el daño que presenta el engranaje | Mantenimiento predictivo |
| Sistema de Lubricación | Fallo del sistema de lubricación | Pérdida de presión, sobrecalentamiento y daños en la caja de engranajes | No se produce energía mecánica | 8 | Bloqueo en la bomba | 1 | Mantenimiento periódico. Prueba funcional. Observación casual | 7 | 56 | Desarmar la bomba, determinar porque esta bloqueada y aprovechar de hacerle | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | Obstrucción de los filtros | 1 | Mantenimiento periódico. Observación casual | 7 | 56 | Realizar un cambio de filtros o sacarlos para lavarlos y limpiarlos | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | Fugas internas o externas | 1 | Mantenimiento periódico. Observación casual | 7 | 56 | Realizar cambio en los sellos, conexiones o en los flexibles si es que estan perdiendo fluido | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | Deterioro del lubricante | 2 | Mantenimiento periódico o correctivo. | 10 | 160 | Realizar cambio del lubricante | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | Acumulación de partículas contaminantes en el lubricante | 10 | Monitoreo periódico y continuo de condición. Análisis de aceite | 4 | 320 | Realizar un cambio de fluido y determinar de donde provienen los contaminantes, buscando como evitar que suceda nuevamente | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | Pérdida de lubricante | 2 | Monitoreo continuo de condición y mantenimiento periódico | 1 | 16 | Realizar cambio en los sellos, conexiones o en los flexibles si es que estan perdiendo fluido | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | Rotura del sello de la bomba | 1 | Mantenimiento periódico o correctivo. | 7 | 56 | Sustitución del sello de la bomba | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | Fallo de refrigeración del lubricante | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición. Análisis de vibración y análisis de aceite | 4 | 64 | Revisar el sistema de refrigeración del fluido, en especial el radiador y los ventiladores | Mantenimiento mecánico |
| Ejes de transmisión | Desalineación de los ejes | Vibración y desgaste de la caja de engranajes | Alteración en el proceso de generación de energía eléctrica | 8 | Error de ajuste en el mantenimiento | 1 | Mantenimiento periódico. Observación casual. Interferencia en la producción | 7 | 56 | Hacer los ajustes como indica el fabricante e inspeccionar el trabajo luego de finalizarlo | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | Expansión térmica de componentes | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición. Termografía | 1 | 8 | Buscar la causa del aumento de temperatura y la expansión para darle una solución | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | Deformación elástica bajo carga | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 8 | Determinar que produce la carga extra para evitar la deformación del eje | Mantenimiento predictivo |

Figura 4.17: Desarrollo FMECA parte 7. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|---|------------------------|---|--|--|--|------------------------------|---|--|---|-----|---|--|--------------------------|
| | | | Vibración torsional y lateral | Desequilibrio y fractura de componente | El sistema pierde la capacidad de generar energía | 8 | Pérdida de rigidez e inercia de los componentes | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 16 | Pedirle a mantenimiento predictivo el monitoreo continuo para anticiparse a la falla. | Mantenimiento predictivo | | | | | |
| | | | | | | | Engranajes dañados | 7 | Mantenimiento periódico o correctivo. | 7 | 392 | Realizar el mantenimiento de la caja de transmisión y cambiar los engranajes dañados | Mantenimiento predictivo | | | | | |
| | | | | | | | Desalineación de ejes | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 16 | Al momento de realizar el montaje, contar con las herramientas correctas y el personal adecuado | Mantenimiento mecánico | | | | | |
| | | | | | | | Errores al montar los apoyos donde se instala la caja | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | 7 | 56 | Capacitar al personal para evitar estos problemas de montaje. Contar con las herramientas adecuadas | Mantenimiento mecánico | | | | | |
| | | | | | | | Rodamientos | Fallos en los rodamientos | Incapacidad de soportar las cargas producidas en la caja de engranajes | Avería en el tren de transmisión que impide la producción de energía eléctrica | 10 | Calor externo excesivo | 7 | Monitoreo continuo de condición | 4 | 280 | Analizar como disminuir o extraer el calor al interior de la góndola | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | | | | | | Fuerza excesiva en el montaje | 1 | Mantenimiento periódico. Observación casual. Interferencia en la producción | 7 | 70 | Hacer los ajustes como indica el fabricante e impecionar el trabajo luego de finalizarlo | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | | | | | | Vibración y sobrecarga | 10 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 4 | 400 | Solicitar a mantenimiento predictivo el monitoreo para prevenir el fallo por vibraciones | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | | | | | | | Fatiga y agrietamiento de rodillos o bolas, pistas y jaula | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición. Análisis de vibración y de aceite, ultrasonido, emisiones acústicas y rayos X. | 4 | 280 | Realizar un seguimiento del rodamiento por medio de mantenimiento predictivo para evitar fallas en los rodamientos | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Suciedad | 7 | Monitoreo continuo de condición y mantenimiento periódico | 4 | | 280 | Hacer limpieza de partes contaminadas y analizar porque se están ensuciando | Mantenimiento mecánico | | | | |
| | | | | | | | Falta de lubricación | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición. Análisis de aceite | 1 | | 20 | En cada intervalo de mantenimiento revisar el nivel de aceite en el depósito y fugas | Mantenimiento mecánico | | | | |
| | | | Góndola [82] [92] [93] [94] [95] [109] | Auxiliares (Anemómetro y Veleta) | Medir parámetros del viento. | Anemómetro y la veleta | Fallo del anemómetro y la veleta | Incapacidad de medir la velocidad del viento y su dirección. | El sistema no tiene su máxima eficiencia debido a la falta de dos parámetros esenciales para poder producir electricidad | 5 | Acumulación de hielo | 2 | Mantenimiento periódico, impeciones visuales | 7 | 70 | Después de una tormenta hacer una limpieza de los equipos para eliminar la nieve acumulada | Mantenimiento mecánico | |
| | | | | | | | | | | | Desviación de la calibración | 2 | Monitoreo continuo de condición | 1 | 10 | Hacer un seguimiento de los parámetros para determinar en que momentos se produce la descalibración | Mantenimiento mecánico | |
| | | | | | | | | | | | Daño por impacto | 2 | Interferencia de la producción | 10 | 100 | Hacer una revisión de los equipos cuando pasa una bandada por las áreas del parque | Mantenimiento mecánico | |

Figura 4.18: Desarrollo FMECA parte 8. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|---|-----------------------------|--|---|--|------------------------------------|---|---|--|---|---|---|--------------------------|
| | | Anemómetro | Inexactitud en los datos del anemómetro | La góndola no se puede orientar respecto a la dirección del viento | El aerogenerador no puede trabajar a la máxima potencia disponible | 5 | Nivel de señal reducido | 7 | Monitoreo continuo de condición | 1 | 35 | Realizar una verificación del estado de los cables y las conexiones | Mantenimiento eléctrico |
| | | | Desajuste por impedancia | | | | 7 | Monitoreo continuo de condición | 1 | 35 | Controlar las variaciones de impedancia para evitar la sobrecarga en los sistemas. | Mantenimiento eléctrico | |
| | | | Error de conversión A/D | | | | 7 | Monitoreo continuo de condición | 1 | 35 | Verificar el estado del adaptador y si es necesario reemplazarlo para evitar que los fallos continúen | Mantenimiento eléctrico | |
| | | | Fallo del anemómetro | | | 5 | Corrosión | 7 | Monitoreo continuo de condición | 1 | 35 | Al estar expuesto a las variaciones del clima, lo mejor es protegerlo con pintura o anticorrosivo | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Exceso de vibración | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 35 | Solicitar a mantenimiento predictivo el monitoreo para prevenir el fallo por vibraciones | Mantenimiento mecánico |
| Sistema yaw | Orientarla góndola hacia la dirección del viento durante la operación | Conjunto Motor-Reductor | Fallo de los rodamientos | Alta vibración del sistema y generación excesiva de calor en el motor | El motor se apaga, deja de funcionar | 5 | Lubricación inapropiada | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración y de aceite | 1 | 10 | Analizar y determinar, si la grasa es la adecuada en función a las condiciones de trabajo | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Sobrecarga | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 35 | Realizar el mantenimiento en los tiempo establecidos para evitar la sobrecarga de los componentes | |
| | | | | | | | Exceso de vibración | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 35 | Solicitar a mantenimiento predictivo el monitoreo para prevenir el fallo por vibraciones | Mantenimiento Predictivo |
| | | | | | | | Desgaste de bolas, pistas y jaula | 7 | Mantenimiento periódico o correctivo. | 7 | 245 | Verificar las causas del desgaste y luego hacer el reemplazo de los rodamientos | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Corrosión | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración e inspección visual | 1 | 10 | Buscar las causas que pueden producir la corrosión y ver la forma de corregirlo o disminuir su efecto | |
| | | Sobrecalentamiento | Daño en los devanados del estator y el rotor | El motor no puede funcionar. Fallo en el sistema hidráulico | 5 | Ventilador de refrigeración dañado | 2 | Mantenimiento periódico. Observaciones casuales | 1 | 10 | Realizar el mantenimiento del ventilador y componentes asociados gastados o dañados | Mantenimiento mecánico | |
| | | Sobrecarga | | | | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 4 | 140 | Realizar el mantenimiento en los tiempo establecidos para evitar la sobrecarga de los componentes | Mantenimiento mecánico | | |
| | | Baja magnetización | | | | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición más mediciones eléctricas y termografía | 4 | 40 | Realizar el mantenimiento del motor y sustituir los componentes gastados o dañados | Mantenimiento eléctrico | | |
| | | Desequilibrio en el voltaje | | | | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición más mediciones eléctricas | 4 | 40 | Revisar la instalación verificando que todo este bien ejecutado, de lo contrario hacer las | Mantenimiento eléctrico | | |

Figura 4.19: Desarrollo FMECA parte 9. Fuente: Elaboración propia en Excel

Anexos

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|---|---------------------------------|--|---------------------------------------|--|---------------------------------------|-------------------|--|---|---|---------------|-----|--|--------------------------|-----|---|------------------------|
| | | | Aro dentado | Fallo en los dientes del aro | Formación de cavidades y mordeduras | Reducción de la eficiencia eléctrica | 5 | Fatiga | 7 | Mantenimiento periódico o correctivo. Impecciones visuales, análisis de vibraciones, emisiones acústicas y rayos X | 4 | 140 | Sustitución del engranajes si presentan un desgaste excesivo | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | | Sobrecarga | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición | 4 | 140 | Realizar el mantenimiento en los tiempo establecidos para evitar la sobrecarga de los componentes | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | | Marcas o hendidas | 7 | Mantenimiento periódico. Observación casual | 1 | 35 | Realizar impecciones visuales para determinar si es mucho el daño que presenta el engranaje | Mantenimiento predictivo | | | |
| | | | Rodamiento Yaw | Aumento de la fricción del rodamiento | Mayor consumo de energía para lograr el movimiento | Lento movimiento de la góndola | 5 | Fatiga y agrietamiento de rodillos o bolas, pistas y jaula | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición. Análisis de vibración y de aceite, ultrasonido, emisiones acústicas y rayos X. | 4 | 140 | Realizar un seguimiento del rodamiento por medio de mantenimiento predictivo para evitar fallas en los rodamientos | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | | Suciedad | 7 | Monitoreo continuo de condición y mantenimiento periódico | 4 | 140 | Hacer limpieza de partes contaminadas y analizar porque se están ensuciando | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | | Falta de lubricación | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición. Análisis de aceite | 1 | 10 | En cada intervalo de mantenimiento revisar el nivel de aceite en el deposito y fugas | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | Caliper y disco de freno | Fuerza de frenado elevada o bajas | Disminución en la capacidad de frenado | Operaciones erráticas o sin dirección | 5 | Superficie del disco rugosa o dañada | 2 | Mantenimiento periódico. Observación casual | 1 | 10 | Realizar impecciones visuales periódicas y durante los mantenimientos, preocupandose de limpiar y reemplazar los componentes desgastados | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | | Fugas de fluido hidráulico | 2 | Mantenimiento periódico. Observación casual | 1 | 10 | | | | | |
| | | | | | | | | Contaminación y suciedad | 2 | Mantenimiento periódico. Observación casual | 1 | 10 | | | | | |
| | | | | | | | | Desgaste en los componentes | 2 | Mantenimiento periódico. Observación casual | 1 | 10 | | | | | |
| | | | Estructura de soporte [82] [92] [96] [97] [98] | Torre | Soportar la góndola | Estructura Cilíndrica | Fallo estructural | Pérdida de integridad estructural y posterior colapso | Turbina eólica se desploma generando un daño en todos los componentes | 10 | Agrietamiento | 2 | Monitoreo periódico de condición más emisiones acústicas y inspecciones visuales | 7 | 140 | En general luego de producirse tormentas con vientos elevados y levantamiento de material particulado de diversos tamaños, es necesario realizar impecciones a la estructura debido a que los golpes pueden ocasionar daños sobre los cilindros que conforman la torre (grietas o incluso perforaciones). La caída de nieve | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | | | | | Corrosión | 2 | Monitoreo de condición periódica y continua, Ultrasonido e inspecciones visuales. | 1 | 20 | | |
| | | | | | | | | | | | Pandeo | 2 | Un monitoreo periódico de condición más ultrasonido y rayos X | 4 | 80 | | |
| Sobrecargas | 7 | Monitoreo continuo de condición | | | | | | | | | 4 | 280 | | | | | |

Figura 4.20: Desarrollo FMECA parte 10. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|--|------------------|----------------------------------|---|--|---|---|--|---|----|-----|---|------------------------|
| | | | | | | | Vibración | 7 | Un monitoreo periódico de condición más ensayos con ultrasonido | 4 | 280 | genera sobrecargas en la estructura y pandeos por el peso sobre la góndola. Por lo cual, es bueno programar revisiones luego de una tormenta, para prevenir posibles fallas a futuro. | |
| | | | | | | | Efectos climáticos y condiciones extremas de | 1 | Por observación casuales o por una Interferencia en la producción. | 7 | 70 | | |
| | | | | | | | Fallo en la protección contra rayos | 2 | Realizando mantenimiento periódico y observaciones casuales o programadas | 7 | 140 | | |
| | | | Pandeo | Exceso de tensión e inestabilidad elástica en la torre | Se puede ver afectado el proceso de generación de energía | | Tuercas y tornillos aflojados en la brida de unión de la | 2 | Por medio de mantenimiento periódico, Inspeccionar el apriete de los tornillos y tuercas. | 4 | 40 | Realizar el reemplazar de tornillos y tuercas cuando presenten desgaste o superen su tiempo de vida estimado. Analizar y determinar el material correcto de acuerdo al lugar y las condiciones climáticas donde se instalarán los equipos | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | Error en la instalación o en el posicionamiento de la torre | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | 10 | 50 | | | |
| | | | | | | Error en el diseño y selección del material | 1 | Pruebas de funcionalidad y mantenimiento periódico | 10 | 50 | | | |
| | | | | | | Error en la conexión con la cimentación | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | 10 | 50 | | | |
| | | | | | | Desequilibrio torre-góndola | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición | 1 | 5 | | | |
| | | | | | | | Condiciones ambientales y operativas extremas | 1 | Interferencia de producción | 10 | 50 | Dado que los cimientos están fuertemente expuestos a las inclemencias del clima, es necesario realizar revisiones periódicas para evaluar el estado de la estructura y anticiparse a desgastes excesivos o fallos por errores durante la fabricación de estos | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Inicio prematuro de grietas y propagación de estas mediante carga cíclica | 2 | Un monitoreo periódico de condición más los análisis de vibración pertinentes. También inspecciones visuales contribuyen a la detección | 4 | 40 | | |
| | | | | | | | Protección anticorrosiva es insuficiente | 1 | Mantenimiento periódico y observaciones casuales | 4 | 40 | Durante la instalación, seguir las pautas del fabricante, en relación al torque que hay que aplicarle a los tornillos y tuercas. También es necesario aplicar un anticorrosivo y pintura resistente a las inclemencias del clima, para prevenir desgastes prematuros de los elementos de unión. | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Aflojamiento de los tornillos | 2 | Mantenimiento periódico y observaciones casuales | 4 | 80 | | |
| | | | | | | | Fuerza de pretensión mal especificada | 1 | Mantenimiento periódico y observaciones casuales | 10 | 100 | | |
| Cimentación | Proporcionar soporte a la turbina eólica | Loza de hormigón | Fatiga | Daño estructural progresivo que produce la aparición y crecimiento de las grietas | Incapacidad de soportar las cargas generadas por la torre y la góndola | 5 | | | | | | | |
| | | Tornillos | Fallo en la conexión atornillada | Inestabilidad en el cimiento y la torre | Las operación pueden volverse un poco inestables. | 10 | | | | | | | |

Figura 4.21: Desarrollo FMECA parte 11. Fuente: Elaboración propia en Excel

Anexos

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-----------|--|--------------------|--------------------|--|---|----|--|--|--|--|-----|--|--------------------------|--|----|-----|--|------------------------|
| Módulo eléctrico [68] [82] [92] [99] [94] [100] [101] [102] [103] [110] | Generador | Convertir la energía mecánica en energía eléctrica | Generador completo | Fallo generalizado | Ruidos y calentamiento de la estructura | No se genera energía eléctrica | 10 | Fractura del eje y/o el rotor | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | 7 | 140 | Realizar una reparación del eje y/o rotor, y en casos de mucho daño se debe hacer el cambio. | Mantenimiento predictivo | | | | | |
| | | | | | | | | Rotura de la laminación del rotor y el estator | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | 7 | 140 | Realizar la mantención y reparación de la laminación del rotor y estator | Mantenimiento predictivo | | | | | |
| | | | | | | | | Fallo de los rodamientos delantero y trasero | 10 | Monitoreo de condición periódica y continua con Vibraciones, emisiones acústicas, termografía. | 4 | 400 | Realizar mantenimiento y la sustitución de los rodamiento, preocupandose de hacer un montaje correcto. | Mantenimiento predictivo | | | | | |
| | | | | | | | | Fallo del encoder | 2 | Monitoreo continuo de condición | 1 | 20 | Realizar la sustitución de este componente | Mantenimiento eléctrico | | | | | |
| | | | | | | | | Fallo de aislamiento eléctrico | 7 | Monitoreo continuo de condición | 1 | 70 | Realizar un despiece del equipo, seguido por la mantención y reparación del aislamiento | Mantenimiento predictivo | | | | | |
| | | | | | | | | Vibración torsional y lateral | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 10 | Solicitar a mantenimiento predictivo el monitoreo para prevenir el fallo por vibraciones | Mantenimiento predictivo | | | | | |
| | | | | | | | | Rodamientos | Fallo de los rodamientos delantero y trasero | Alta vibración del sistema y generación excesiva de calor en el generador | El sistema se apaga, deja de funcionar | 8 | Lubricación inapropiada | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración y de aceite | 4 | 224 | Analizar y determinar, si la grasa es la adecuada en función a las condiciones de trabajo | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | | | | | | | Montaje incorrecto | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. | 10 | 80 | Realizar supervisiones al equipo de mantenimiento para que se realice un trabajo de calidad | |
| | | | | | | | | | | | | | Desalineación del eje | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 4 | 224 | Capacitar al personal y proveerlos de las herramientas adecuadas para realizar un trabajo correcto | |
| | | | | | | | | | | | | | Desgaste de bolas, pistas y jaula | 2 | Mantenimiento periódico o correctivo. | 7 | 112 | Verificar las causas del desgaste y luego hacer el reemplazo de los rodamientos | |
| | | | Corrosión | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración e inspección visual | 1 | 8 | | | | | | Buscar las causas que pueden producir la corrosión y ver la forma de corregirlo o disminuir su efecto | | | | | | |
| | | | Estator y Rotor | Sobrecalentamiento | Daño en los devanados del estator y el rotor | El generador no produce electricidad. Fallo en el sistema | 8 | Ventilador de refrigeración dañado | 2 | Mantenimiento periódico. Observaciones casuales | 7 | 112 | Realizar el mantenimiento del ventilador y componentes asociados gastados o dañados | Mantenimiento mecánico | | | | | |
| | | | | | | | | Sobrecarga | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 4 | 224 | Realizar el mantenimiento en los tiempo establecidos para evitar la sobrecarga de los componentes | Mantenimiento mecánico | | | | | |
| | | | | | | | | Baja magnetización | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más mediciones eléctricas y termografía | 1 | 56 | Realizar el mantenimiento del generador y sustituir los componentes gastados o | Mantenimiento eléctrico | | | | | |
| | | | | | | | | Desequilibrio en el voltaje | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más mediciones eléctricas | 1 | 56 | Revisar la instalación verificando que todo este bien ejecutado, de los contrario hacer las | Mantenimiento eléctrico | | | | | |

Figura 4.22: Desarrollo FMECA parte 12. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | | | | | | |
|---------|-------------------------------|---|--|---|--|---|---|----|-----|--|--------------------------|
| Eje | Desalineación del eje | No existe transmisión de movimiento en el generador | El sistema deja de producir energía eléctrica | 8 | Desgaste y envejecimiento | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibraciones y termografía | 1 | 16 | Considerar el montaje adecuado del eje, con las herramientas pertinentes. También preocuparse de los intervalos de mantenimiento y el monitoreo constante de eje para prevenir posibles fallas y anticiparse al desgaste de los componentes, realizando el reemplazo de estos para mantener al sistema funcionando de forma óptima. | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | Error de mantenimiento | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. | 10 | 80 | | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | Corrosión | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración e inspección visual | 1 | 8 | | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | Fatiga en los rodamientos | 2 | Monitoreo de condición periódica y continua con análisis de Vibraciones y de aceite, emisiones acústicas, | 4 | 64 | | Mantenimiento predictivo |
| Estator | Fallo eléctrico en el estator | Fallo estructural en el generador, por lo cual no se produce corriente eléctrica. | La turbina eólica no produce energía eléctrica | 8 | Excentricidad | 2 | Monitoreo de condición periódica y continua más mediciones eléctricas y | 4 | 64 | Debido a que los componentes del generador generan mucho calor durante su funcionamiento, es necesario realizar revisiones periódicas que permitan medir y controlar la temperatura del equipo, dado que esto genera desgaste prematuros de los componentes y reduce el rendimiento del equipo. Preocuparse que la ventilación sea adecuada y permita reducir la temperatura, sino ver la forma de mejorar el sistema de ventilación. Por último sustituir componentes desgastados | Mantenimiento eléctrico |
| | | | | | Fallo a tierra | 1 | Monitoreo de condición periódica y continua más mediciones eléctricas. | 1 | 8 | | |
| | | | | | Calor excesivo dentro de devanados y/o núcleo de hierro | 7 | Monitoreo de condición periódica y continua con análisis termográfico y mediciones eléctricas. | 7 | 392 | | |
| | | | | | Bloqueo en los conductos de refrigeración | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observaciones casuales | 7 | 112 | | |
| | | | | | Acumulación de sustancias en la superficie del generador | 2 | Monitoreo continuo de condición y mantenimiento periódico | 1 | 16 | | |
| | | | | | Desgaste normal | 2 | Mantenimiento periódico o correctivo. | 7 | 112 | | |
| Rotor | Fallo eléctrico en el rotor | Fallo estructural del rotor del generador | La turbina eólica no produce energía eléctrica | 8 | Excentricidad | 2 | Monitoreo de condición periódica y continua más mediciones eléctricas y | 4 | 64 | Debido a que los componentes del generador generan mucho calor durante su funcionamiento, es necesario realizar revisiones periódicas que permitan medir y controlar la temperatura del equipo, dado que esto genera desgaste prematuros de los componentes y reduce el rendimiento del equipo. | Mantenimiento eléctrico |
| | | | | | Desgaste o rotura de escobillas y anillos colectores | 7 | Mantenimiento periódico o correctivo. | 4 | 224 | | |
| | | | | | Estrés térmico | 7 | Monitoreo de condición periódica y continua más mediciones eléctricas y | 1 | 56 | | |
| | | | | | Exceso de velocidad | 2 | Monitoreo de condición periódica y continua más mediciones eléctricas y | 1 | 16 | | |

Figura 4.23: Desarrollo FMECA parte 13. Fuente: Elaboración propia en Excel

Anexos

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|---|---------------------------|---|--|--|--|---|---|---|---|---|--|-------------------------|---|-------------------------|
| | | | | | | | Contaminación y suciedad | 2 | Mantenimiento periódico. Monitoreo continuo de condición | 1 | 16 | Precuparse que la ventilación sea adecuada y permita reducir la temperatura, sino ver la forma de mejorar el sistema de ventilación. Por ultimo sustituir componentes desgastados | | | |
| | | | | | | | Desequilibrio | 7 | Monitoreo de condición periodica y continua más mediciones eléctricas y | 1 | 56 | | | | |
| | | | | | | | Fallo de aislamiento | 7 | Monitoreo de condición periodica y continua más mediciones eléctricas y | 7 | 392 | | | | |
| Convertidor de frecuencia | Desacoplar la frecuencia eléctrica de la red de la frecuencia mecánica del rotor, permitiendo el funcionamiento a velocidad variable del aerogenerado | Convertidor de Frecuencia | Sobrecarga eléctrica al extraer corriente por encima de su nivel nominal (cortocircuito) | La energía eólica no puede convertirse en energía útil | El convertidor no funcionará y la energía eléctrica no se transmitirá al transformador | 8 | Sobrecorriente eléctrica | 7 | Monitoreo de condición periódica y continua más mediciones eléctricas y | 1 | 56 | Tener en consideración que los componentes eléctricos estan propensos a fallar de forma más prematura, al ser más sensibles a los efectos del exterior, dado esto, es necesario hacer controles más prolongados y minuciosos, sobre todo durante los mantenimientos, para prevenir fallos posteriores que propicien daños graves en los componentes y elevados tiempos de reparación | Mantenimiento eléctrico | | |
| | | | | | | | Insuficiente aislamiento | 10 | Monitoreo de condición periódica más mediciones eléctricas y termografía. | 4 | 320 | | | | |
| | | | | | | | Errores de fabricación/micro chips contaminados/mala soldadura | 1 | Prueba funcional. Mantenimiento periódico | 4 | 32 | | | | |
| | | | | | | | Error de mantenimiento | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual | 10 | 80 | | | | |
| | | | | | Fallo del módulo IGBT | Aparición de armónicos en las propiedades de la energía generada | La energía generada no cumple los requisitos de calidad estipulados | 8 | Exceso de temperatura | 7 | Monitoreo de condición periódica más mediciones eléctricas y termografía. | 1 | 56 | Tener la precaución durante la instalación y mantenimiento posteriores, de realizar bien las conexiones y la aislación de los contactos. Sumado a esto, las inspecciones visuales y controles posteriores a las tareas ejecutadas | Mantenimiento eléctrico |
| | | | | | | | | Fallo eléctrico, cortocircuito | 2 | Mantenimiento periódico | 7 | 112 | | | |
| | | | | | | | | Fallo de material, corrosión electroquímica | 7 | Monitoreo de condición periódica más mediciones eléctricas y termografía. | 4 | 224 | | | |
| | | | | | Fallo en el enlace DC | Imposibilidad de regular las fluctuaciones de potencia | Inestabilidad en el voltaje de la energía producida | 5 | Fallo en el comportamiento del condensador | 7 | Monitoreo de condición periódica más mediciones eléctricas y termografía. | 1 | 35 | Realizar monitoreos y mantenimientos los cuales permitan evidenciar los componentes desgastados para su reemplazarlos, también considerar las conexiones eléctricas dentro de los proceso, específicamente una correcta conexión y una buena aislación de | Mantenimiento eléctrico |
| | | | | | | | | Bajo voltaje de línea de alimentación | 7 | Monitoreo de condición periódica más mediciones eléctricas y termografía. | 1 | 35 | | | |
| | | | | | | | | Mala conexión | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual | 7 | 35 | | | |
| | | | | | Refrigeración insuficiente (ventiladores) | Fallo en los componentes de electrónica de potencia | Pérdida de propiedades energéticas de la electricidad | 8 | Sobrecalentamiento | 2 | Monitoreo de condición periódica más mediciones eléctricas y termografía. | 1 | 16 | Realizar monitoreos contantes, los cuales permitan distinguir las fallas o posibles fallas antes que puedan ocasionar fallas graves en los componentes y sistemas | Mantenimiento eléctrico |
| | | | | | | | | | Fallo eléctrico aleatorio | 2 | Mantenimiento periódico | 7 | 112 | | |

Figura 4.24: Desarrollo FMECA parte 14. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|---|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|----|-----|---|--|-------------------------|
| Transformador | Elegir la baja tensión del generador eléctrico a media tensión | Devanado | Pérdida de aislamiento en el devanado primario y secundario | No se produce el cambio de voltaje. | No se podrá transferir la energía eléctrica a la red | 8 | Fallo eléctrico de tierra o de aislamiento | 7 | Mantenimiento periódico. | 7 | 392 | Realizar monitoreos constantes, los cuales permitan distinguir las fallas antes que puedan ocasionar problemas graves en los componentes y sistemas. Hacer controles cuando se producen tormentas eléctricas para evitar lesiones en los componentes y | Mantenimiento eléctrico | |
| | | | | | | | Impacto de un rayo | 1 | Inspección del sistema de protección contra rayos | 10 | 80 | | | |
| | | | | | | | Degradación del aislamiento | 1 | Mantenimiento periódico. Inspección visual | 7 | 56 | | | |
| | | Núcleo | Integridad estructural comprometida para mantener el núcleo en su lugar | Deterioro en los componentes del transformador. | Pérdidas energéticas severas | 8 | Fallo de material, sobrecarga, fatiga | 7 | Monitoreo de condición periódica más mediciones eléctricas y termografía. | 4 | 224 | | Solicitar a mantenimiento predictivo que apoye las tareas de inspección, para detectar de forma anticipada la posible falla del sistema, determinando cuales son los componentes que presentan desgaste o daño. Realizar controles del sistema de refrigeración, lo cual permite monitorear de mejor manera las variaciones de temperatura del sistema y así poder determinar cuando el sistema trabaja fuera de los rangos permitidos | Mantenimiento eléctrico |
| | | | | | | | Capacidad insuficiente para hacer frente a cargas estáticas y dinámicas | 2 | Monitoreo de condición periódica y continua más mediciones eléctricas y termografía. | 1 | 16 | | | |
| | | | | | | | Fabricación fuera de tolerancia | 1 | Prueba funcional. Mantenimiento periódico | 10 | 80 | | | |
| | | Devanado y Núcleo | Sobrecalentamiento del sistema | Fallo en el transformador | No se aumenta el voltaje que requiere el sistema de | 8 | Mala aislación | 7 | Mantenimiento periódico | 7 | 392 | | Durante los periodos de mantenimiento preocuparse de dejar bien aislados y conectados los contactos | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Fallo eléctrico aleatorio | 7 | Mantenimiento periódico | 7 | 392 | | | |
| Cuadro eléctrico | Proteger, controlar y aislar los equipos eléctricos del transformador | Componentes electrónicos | Fallo de los disyuntores, fusibles y relés de protección | Inutilización del transformador | Interrupción en el proceso de conversión de voltaje | 8 | Circuito sobrecargado | 7 | Monitoreo de condición periódica y continua más mediciones eléctricas y | 1 | 56 | Durante los periodos de mantenimiento preocuparse de dejar bien aislados y conectados los contactos | Mantenimiento eléctrico | |
| | | | | | | | Fallo eléctrico, cortocircuito | 2 | Mantenimiento periódico | 7 | 112 | | | |
| Sistema de control y comunicación | Supervisar y controlar equipos locales, almacenar datos y gestionar las instalaciones de la turbina | Sensores | Desviación de los parámetros de los sensores | La sensibilidad del sensor no es constante en el rango medido. | Operación inexacta de la turbina que conduce a un bajo rendimiento | 5 | Error de fabricación: calidad deficiente en los componentes del sensor | 1 | Prueba funcional. Mantenimiento periódico | 10 | 50 | Hacer constantes controles del sistema y de los componentes electrónicos, dado que al ser sistemas muy sensibles, se ven expuestos a fallas más recurrentes, por esto es necesario verificar las conexiones, cableados y condiciones ambientales para prevenir problemas o evitarlos el mayor tiempo posible. | Mantenimiento eléctrico | |
| | | | | | | | Error de instalación: presencia de contaminantes o humedad dentro de los componentes del sensor | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual | 10 | 100 | | | |

Figura 4.25: Desarrollo FMECA parte 15. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | | | | |
|--|---|--|---|---|--|---|---|----|-----|
| | Componentes de la cadena de seguridad no funcionan bajo demanda | El fallo no puede ser localizado | Daños en varios componentes eléctricos, sobrecalentamiento, fuego o incluso explosión | 8 | Error de fabricación: componente de calidad inferior que conduce a la pérdida de funcionalidad | 1 | Prueba funcional. Mantenimiento periódico | 10 | 80 |
| | | | | | Error de instalación | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción | 7 | 112 |
| | Deficiencia estructural de los sensores, fallo de los componentes | Pérdida total de la capacidad del sensor para medir | Pérdida de retroalimentación de los controles, se produce un bajo rendimiento | 8 | Error de fabricación o baja calidad en los componentes del sensor | 1 | Prueba funcional. Mantenimiento periódico | 10 | 80 |
| | Software | Acceso no autorizado | Pérdida de la capacidad de control | 8 | Error del operador | 2 | Interferencia en la producción. Observación casua | 7 | 112 |
| | | Operación retrasada | Rendimiento reducido del controlador | 1 | Error de diseño: ingeniería de software inadecuada | 1 | Prueba funcional. Mantenimiento periódico | 10 | 10 |
| | | Operación engañosa | Respuesta o comportamiento inesperado | 1 | Error de diseño: ingeniería de software inadecuada | 1 | Prueba funcional. Mantenimiento periódico | 10 | 10 |
| | Cables | Pérdida de parte del paquete de datos del cable de red | Control y comunicación interrumpidos | 1 | Error de instalación debido a la vibración en contacto flojo y sueltos | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción | 7 | 14 |
| | | Interferencia de la señal en la cabina de control | | 8 | Error en la instalación del cableado o de las conexiones | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción | 7 | 112 |

Figura 4.26: Desarrollo FMECA parte 16. Fuente: Elaboración propia en Excel

Anexos

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------|--|---|---------------------------|---|--|---|---|-------------------------|---|---|--------------------------------|---|------------------------|--|---|----|---|
| Sistema Hidráulico [82] [92] [104] [105] [106] [107] [108] | Tanque o deposito | Encargado de contener el fluido hidráulico | Tanque | Bajo nivel del fluido | Se produce falla en componentes asociados al sistema hidráulico | Se produce una disminución en el rendimiento del sistema | 8 | Fugas en el sistema hidráulico | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | 1 | 16 | Realizar los controles pertinentes y determinar las causas que están produciendo las fugas | Mantenimiento mecánico | | | | |
| | | | | Error humano | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | | 4 | 32 | Realizar capacitaciones y curso, además de controles luego de las tareas de mantenimiento | | | | | | | | |
| | | | | Fisuras o grietas | Se producen fugas de fluido hidráulico | Se reduce el nivel del fluido en el sistema, se reduce el rendimiento del sistema | 5 | Proceso de soldadura mal ejecutados | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | 1 | 5 | Realizar una mejor selección del personal, capacitarlos y entregarle las herramientas adecuadas | | | | | |
| | | | | | | | | Golpes en el tanque | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | 1 | 5 | Realizar los controles pertinentes y determinar las causas que están produciendo las fugas | | | | | |
| | Bomba hidráulica | Tiene la función de suministrar el fluido hidráulico a todo el sistema manteniendo una presión constante | Bomba hidráulica | Flujo anormal o inestable | La bomba no es capaz de enviar fluido a los sistemas | Se reduce el rendimiento de la turbina al dejar de funcionar alguno sistema | 5 | Presencia de aire en el fluido | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite | 7 | 35 | En las mantenencias preocuparse de que el sistema quede bien purgado, sin presencia de aire | | | | | |
| | | | | | | | | Viscosidad del fluido elevada | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite | 1 | 10 | Hacer el cambio del fluido por el que indica el fabricante de los equipos | | | | | |
| | | | | | | | | cavitación | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición más inspecciones acusticas | 1 | 5 | Realizar una revisión de la instalación del sistema, corroborar las líneas de succión y la | | | | | |
| | | | | | | | | Fugas internas | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción | 4 | 40 | Hacer revisiones periódicas que permitan evidenciar la falta de fluido para tomar las medidas | | | | | |
| | | | | | | | | Filtro de succión demasiado pequeño o sucio | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite | 1 | 35 | Hacer el cambio del fluido y de los filtros por lo que indica el fabricante de los equipos | | | | | |
| | | | | | | | | Error en la instalación | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción | 7 | 35 | Realizar capacitaciones y curso, además de controles luego de las tareas de mantenimiento | | | | | |
| | | | | | | | | Falta de fluido hidráulico | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Inspecciones | 1 | 5 | Hacer revisiones periódicas que permitan evidenciar la falta de fluido para tomar las medidas | | | | | |
| | | | | | | | | Daños de componentes mecánicos | Bomba deja de funcionar | Los sistemas hidráulicos dejan de funcionar, se reduce el rendimiento de la turbina | 8 | Cavitación | 1 | | Monitoreo periódico y continuo de condición más inspecciones acusticas | 1 | 8 | Realizar una revisión de la instalación del sistema, corroborar las líneas de succión y la |
| | | | | | | | | | | | | Elevada temperatura del fluido | 2 | | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite | 1 | 16 | Realizar una revisión del sistema de refrigeración de aceite y buscar indicios de algún problema |
| | | | | | | | | | | | | Presencia de agua en el aceite | 1 | | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite | 4 | 32 | Realizar la mantención y el cambio del fluido hidráulico, también revisar por donde ingreso el agua |
| | Vibraciones | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 56 | Solicitar a mantenimiento predictivo el monitoreo para prevenir el fallo por vibraciones | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | Mantenimiento predictivo | | | | | | |

Figura 4.27: Desarrollo FMECA parte 17. Fuente: Elaboración propia en Excel

Anexos

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|-----------------|--|---|--|---|--|---|--|----|-----|--|--------------------------|
| | | | | | | | Partículas contaminantes en el aceite | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite | 1 | 56 | Realizar análisis de aceite al fluido para determinar de donde provienen las partículas y cambiar | Mantenimiento mecánico |
| | | | Obstrucción de la bomba | Bomba deja de funcionar | No hay fluido en el sistema | 8 | Filtros sucios o tapados | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite | 1 | 56 | Realizar mantenimiento del sistema, incluyendo la limpieza de los conductos y tuberías de aceite, cambiando filtros y fluido | |
| | | | | | Tuberías de succión tapadas | | 7 | 1 | | 56 | | | |
| | | | | | | | | | | | | | |
| Motor accionador de la bomba hidráulica | Es aquel que permite que la bomba funcione, le entrega energía para que se mueva | Motor eléctrico | Fallo generalizado | Ruidos y calentamiento de la estructura | La bomba hidráulica no funciona de buena forma | 5 | Fractura del eje y/o el rotor | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | 7 | 70 | Realizar una reparación del eje y/o rotor, y en casos de mucho daño se debe hacer el cambio. | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | | Rotura de la laminación del rotor y el estator | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual | 7 | 70 | Realizar la mantención y reparación de la laminación del rotor y estator | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | | Fallo de los rodamientos delantero y trasero | 7 | Monitoreo de condición periódica y continua con Vibraciones, emisiones acústicas, termografía. | 1 | 35 | Realizar mantenimiento y la sustitución de los rodamiento, preocupandose de hacer un montaje correcto. | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | | Fallo de aislamiento eléctrico | 7 | Monitoreo continuo de condición | 1 | 35 | Realizar un despiece del equipo, seguido por la mantención y reparación del aislamiento | Mantenimiento predictivo |
| | | | | | | | Vibración torsional y lateral | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 10 | Solicitar a mantenimiento predictivo el monitoreo para prevenir el fallo por vibraciones | Mantenimiento predictivo |
| | | | Fallo de los rodamientos delantero y trasero | Alta vibración del sistema y generación excesiva de calor en el motor | El motor se apaga, deja de funcionar | 5 | Lubricación inapropiada | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración y de aceite | 1 | 5 | Analizar y determinar, si la grasa es la adecuada en función a las condiciones de trabajo | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | Montaje incorrecto | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. | 10 | 50 | Realizar supervisiones al equipo de mantenimiento para que se realice un trabajo de calidad | |
| | | | | | | | Desalineación del eje | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 10 | Capacitar al personal y proveerlos de las herramientas adecuadas para realizar un trabajo correcto | |
| | | | | | | | Desgaste de bolas, pistas y jaula | 7 | Mantenimiento periódico o correctivo. | 7 | 245 | Verificar las causas del desgaste y luego hacer el reemplazo de los rodamientos | |
| | | | | | | | Corrosión | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración e inspección visual | 1 | 5 | Buscar las causas que pueden producir la corrosión y ver la forma de corregirlo o disminuir su efecto | |

Figura 4.28: Desarrollo FMECA parte 18. Fuente: Elaboración propia en Excel

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|---|---|-----------------------|--|---|-------------------|------------------------------------|--|---|------------------------------|----|---|--------------------------|----|--|------------------------|
| | | | Sobrecalentamiento | Daño en los devanados del estator y el rotor | El motor no puede funcionar. Fallo en el sistema hidráulico | 5 | Ventilador de refrigeración dañado | 2 | Mantenimiento periódico. Observaciones casuales | 4 | 40 | Realizar el mantenimiento del ventilador y componentes asociados gastados o dañados | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | Sobrecarga | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibración | 1 | 35 | Realizar el mantenimiento en los tiempo establecidos para evitar la sobrecarga de los componentes | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | Baja magnetización | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más mediciones eléctricas y termografía | 1 | 35 | Realizar el mantenimiento del motor y sustituir los componentes gastados o dañados | Mantenimiento eléctrico | | | |
| | | | | | | | Desequilibrio en el voltaje | 7 | Monitoreo periódico y continuo de condición más mediciones eléctricas | 1 | 35 | Revisar la instalación verificando que todo este bien ejecutado, de lo contrario hacer las | Mantenimiento eléctrico | | | |
| | | | Desalineación del eje | No existe transmisión de movimiento del motor a la bomba | Se deja de bombear fluido al sistema | 5 | Desgaste y envejecimiento | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición más análisis de vibraciones y termografía | 1 | 10 | Considerar el montaje adecuado del eje, con las herramientas pertinentes. También preocuparse de los intervalos de mantenimiento y el monitoreo constante de eje para prevenir posibles fallas y anticiparse al desgaste de los componentes, realizando el reemplazo de estos para mantener al sistema funcionando de forma optima. | Mantenimiento predictivo | | | |
| | | | | | | | Error de mantenimiento | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. | 10 | 50 | | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | Corrosión | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de vibración e inspección visual | 1 | 5 | | Mantenimiento mecánico | | | |
| | | | | | | | Fatiga en los rodamientos | 2 | Monitoreo de condición periodica y continua con análisis de Vibraciones y de aceite, emisiones acusticas, | 4 | 40 | | Mantenimiento predictivo | | | |
| | | | Tuberías | Son los encargados de transportar el fluido de un lugar a otro | Tuberías | Cortes o rasgados | Pérdidas de fluido hidráulico | Funcionamiento retardado o inexistente por parte de los actuadores | 5 | Envejecimiento de la tubería | 2 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Inspecciones | 7 | 70 | Realizar mantenimientos y cambio de los componentes desgastados | Mantenimiento mecánico |
| | | | | | | | | | | Fatiga | 1 | Monitoreo de condición y mantenimientos periódicos | 7 | 35 | Realizar monitoreos contantes que permitan evidenciar la falla de forma incipiente | |
| Sobrepresión | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición | | | | | | | | 7 | 35 | Verificar el estado y las condiciones de funcionamiento de la bomba, así como flujo de aceite | | | | |

Figura 4.29: Desarrollo FMECA parte 19. Fuente: Elaboración propia en Excel

Anexos

| | | | | | | | | | | | | | | |
|----------|---|----------|----------------------------|----------------------------|---|---|-----------------------------------|-----------------------------------|---|--|----|--|------------------------|---|
| Válvulas | Son las encargadas de realizar la regulación del flujo del fluido | Válvulas | Válvula no se accionan | El fluido deja de circular | Pérdida del rendimiento de los sistemas | 5 | Error de instalación | 1 | Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Inspecciones | 10 | 50 | Realizar capacitaciones y curso, además de controles luego de las tareas de mantenimiento | Mantenimiento mecánico | |
| | | | | | | | Fallo en el solenoide | 1 | Monitoreo continuo de condición | 7 | 35 | Realizar mantenimientos y cambio de los componentes desgastados | | |
| | | | | | | | Elevada temperatura del fluido | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite | 1 | 10 | Realizar una revisión del sistema de refrigeración de aceite y buscar indicios de algún problema | | |
| | | | | | | | Fluido muy viscoso | 2 | Monitoreo periódico y continuo de condición, más análisis de aceite | 1 | 10 | Hacer el cambio del fluido por el que indica el fabricante de los equipos | | |
| | | | | | | | Baja o elevada presión del fluido | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición | 7 | 35 | Verificar el estado y las condiciones de funcionamiento de la bomba, así como flujo de aceite | | |
| | | | Fugas de fluido hidráulico | | | | 5 | Sobrepresión | 1 | Monitoreo periódico y continuo de condición | 7 | 35 | | Verificar el estado y las condiciones de funcionamiento de la bomba, así como flujo de aceite |
| | | | | | | | | Sellos en mal estado | 2 | Mantenimiento periódico o correctivos. Inspecciones visuales | 4 | 40 | | Realizar mantenimientos y cambio de los componentes desgastados |
| | | | | | | | | Desgaste de la válvula en general | 2 | Monitoreo continuo de condición | 7 | 70 | | Realizar mantenimientos y cambio de los componentes desgastados |

Figura 4.30: Desarrollo FMECA parte 20. Fuente: Elaboración propia en Excel

ANEXO 5: PROPUESTAS DE MANTENIMIENTOS PREDICTIVO.

Tabla 42: Propuesta de mantenimiento sintomático-Palas. Fuente: Elaboración propia.

| Subsistema | Componente | Modo de falla | Tarea de mantenimiento | Frecuencia de aplicación | Especialista responsable |
|-------------------|-------------------|---|--|---------------------------------|---------------------------------|
| Palas | Palas | Palas con presencia de Pandeo | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición Ultrasonido | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición por rayos X | Trimestral | Mantenimiento Sintomático |
| | | Estructura de la palas con grietas | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición Ultrasonido | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición por rayos X | Trimestral | Mantenimiento Sintomático |
| | | Estructura de la palas con Delaminación | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición Ultrasonido | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición por rayos X | Trimestral | Mantenimiento Sintomático |
| | | Palas con presencia de Flexión | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición Ultrasonido | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición por rayos X | Trimestral | Mantenimiento Sintomático |

Tabla 43: Propuesta de mantenimiento sintomático-Generador. Fuente: Elaboración propia

| Subsistema | Componente | Modo de falla | Tarea de mantenimiento | Frecuencia de aplicación | Especialista responsable |
|-------------|---------------------------------------|--|--|---------------------------|---------------------------|
| Generador | Estator | Estator con falta de Aislación | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición eléctricas en los devanados | Trimestral | Mantenimiento Eléctrico |
| | | | Inspección visual de los devanados | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | | Estator con Temperatura elevada | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Inspección visual en el estator | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | | Estator con presencia de Excentricidad | Medición eléctricas en el estator | Trimestral | Mantenimiento Eléctrico |
| | Medición de vibraciones en el estator | | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | Rotor | Rotor con falta de Aislación | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición eléctricas en los devanados | Trimestral | Mantenimiento Eléctrico |
| | | | Inspección visual de los devanados | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | | Rotor con Temperatura elevada | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Inspección visual en el rotor | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| Desbalanceo | | Medición termográfica del rotor | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |

| | | | | |
|------------|--------------------------------------|--|------------|---------------------------|
| | | Medición de vibraciones en el rotor | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | Inspección visual de las cuñas | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | Rotor con presencia de Excentricidad | Medición eléctricas en el rotor | Trimestral | Mantenimiento Eléctrico |
| | | Medición de vibraciones en el rotor | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| Rodamiento | Rodamiento Agarrotamiento | Medición de vibraciones en el rodamiento | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | Medición termográfica del rodamiento | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | Inspección visual de los rodamientos | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | Rodamiento con Falta de lubricación | Inspección visual de los rodamientos | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | Rodamiento con Fatiga | Medición de vibraciones en el rodamiento | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | Medición termográfica del rodamiento | Mensual | Mantenimiento Sintomático |

Tabla 44: Propuesta de mantenimiento sintomático-Transformador. Fuente: Elaboración propia

| Subsistema | Componente | Modo de falla | Tarea de mantenimiento | Frecuencia de aplicación | Especialista responsable | |
|---------------|----------------------------------|-----------------------------------|--|----------------------------------|---------------------------|-------------------------|
| Transformador | Devanado | Devanado con falta de Aislación | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | | Medición eléctricas en los devanados | Trimestral | Mantenimiento Eléctrico | |
| | | | Inspección visual de los devanados | Trimestral | Mantenimiento Mecánico | |
| | | Devanado con Sobrecalentamiento | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | | Inspección visual de los devanados | Trimestral | Mantenimiento Mecánico | |
| | | Devanado con Sobrecarga eléctrica | Medición eléctricas en los devanados | Trimestral | Mantenimiento Eléctrico | |
| | | | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | Núcleo | Núcleo con pérdida de Integridad estructural | Medición eléctricas en el núcleo | Trimestral | Mantenimiento Eléctrico |
| | | | | Inspección visual del núcleo | Trimestral | Mantenimiento Mecánico |
| | Medición termográfica del núcleo | | | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | Núcleo con Sobrecalentamiento | | Medición termográfica en los devanados | Mensual | Mantenimiento Sintomático | |
| | | | Inspección visual de los devanados | Trimestral | Mantenimiento Mecánico | |

Tabla 45: Propuesta de mantenimiento sintomático-Torre. Fuente: Elaboración propia

| Subsistema | Componente | Modo de falla | Tarea de mantenimiento | Frecuencia de aplicación | Especialista responsable |
|-----------------------|------------|---|--|--------------------------|---------------------------|
| Estructura de soporte | Torre | Soldadura y/o estructura metálica con Fatiga | Medición de Emisiones acústicas | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición de ultrasonido | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Inspección visual de la soldadura | Mensual | Mantenimiento Mecánico |
| | | | Medición de líquidos penetrantes soldadura | Anual | Mantenimiento Sintomático |
| | | Soldadura y/o estructura metálica con Grietas | Medición de Emisiones acústicas | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Medición de ultrasonido | Mensual | Mantenimiento Sintomático |
| | | | Inspección visual de la soldadura y estructura | Mensual | Mantenimiento Mecánico |

ANEXO 6: ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Tren de transmisión o de potencia.

- Rodamiento, Eje principal, Acoplamiento y Freno.

Como se mencionó anteriormente el eje principal o eje de baja velocidad, es aquel que se conecta al buje y permite transmitir el giro de las palas a los componentes internos de la turbina eólica. Al interior de la entre el eje principal y el buje se instala el rodamiento, que permita un funcionamiento más suave y hace de soporte entre el eje y el buje. El acoplamiento permite conectar el eje principal a la transmisión, mientras que el freno permite detener el sistema como medida de protección y/o para realizar trabajos de mantenimientos.

- o Rodamiento Principal

Como es posible apreciar de la tabla 46, el rodamiento principal está expuesto a varios modos y causas de fallos, dentro de la más destacada en función a su valor NPR (ver gráfico 4.8) es la relacionada con la fatiga y el desgaste del rodamiento, lo cual con el tiempo deriva principalmente a vibraciones excesivas del rodamiento (también se generan otros efectos, pero en menor medida) afectando el funcionamiento de todo el sistema. Es así como el Dr. di Prátula, Horacio. R entre otros autores, detallan en su investigación que una de las fallas catastróficas que afecta a las turbinas eólicas es la falla del rodamiento principal con una relevancia que puede alcanzar 2.05% [130], una cifra que no deja de ser siendo relevante preocuparse de este componente crítico con un valor de NPR de 350.

Tabla 46: Modos y causas de los fallos en el Rodamiento principal. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modos de fallo Rodamiento principal | Causas de los modos de fallo |
|--|--|
| Fallo del rodamiento principal | Lubricación insuficiente |
| | Sobrecalentamiento |
| | Vibración excesiva |
| | Desgaste y envejecimiento |
| | Corrosión |
| | Error de diseño |
| | Fallo de mantenimiento |
| Vibraciones excesivas del rodamiento principal | Formación de marcas o grietas en las partes del rodamiento |
| | Fatiga y desgaste del rodamiento |
| | Desequilibrio mecánico del rotor |
| | Pérdida de integridad estructural |

| | |
|---|---|
| | Desgaste normal de la carcasa |
| | Montaje incorrecto |
| Sobrecalentamiento del rodamiento principal | Lubricación inadecuada |
| | Cargas y velocidades excesivas |
| | Abrasión y corrosión |
| Fallo de lubricación en el rodamiento principal | Exceso o falta de grasa |
| | Deterioro en el lubricante por exceso de temperatura de operación |
| | Presencia de suciedad y partículas contaminantes |
| | Rotura del sello |
| Bloqueo del rodamiento-eje principal | Falta de lubricación |
| | Error de instalación |
| | Presencia de residuos contaminantes |
| | Expansión térmica del eje principal |
| | Deflexión del eje principal |

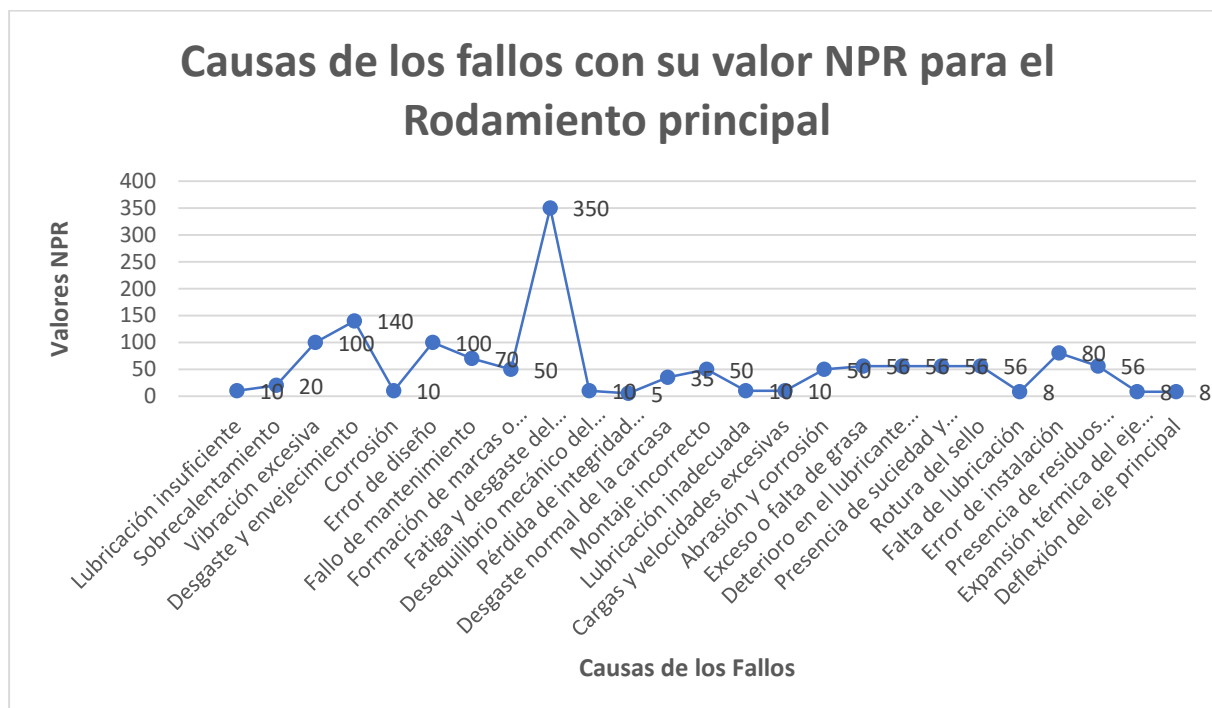


Gráfico 4-8: Causas de los fallos con su valor NPR para el Rodamiento principal. Fuente: Elaboración propia

○ Eje Principal

En relación al eje principal, gran parte de los fallos son causados por desgaste de los componentes y un exceso de vibraciones (ver gráfico 4.9), algo que perfectamente se puede

asociar a un desgaste prematuro del rodamiento principal o en ocasiones menos probables a una mala instalación de los componentes por parte del personal especializado.

Tabla 47: Modos y causas de los fallos en el Eje principal. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modos de fallo Eje principal | Causas de los modos de fallo |
|---------------------------------|---------------------------------|
| Fallo del eje principal | Error de mantenimiento |
| | Deformación elástica bajo carga |
| | Expansión térmica |
| | Desgaste |
| | Desalineación |
| | Vibración |
| | Corrosión |
| Desalineación del eje principal | Error de ajuste |
| | Excesivas vibraciones en el eje |



Gráfico 4-9: Causas de los fallos con su valor NPR para eje principal. Fuente: Elaboración propia

- Acoplamiento y Freno.

En relación al acoplamiento y el freno, como se muestra en el gráfico 4.10 las posibles causas de fallo presentan una baja criticidad, estas causas están principalmente relacionadas a errores de instalación y/o mantenimiento (presenta el mayor valor NPR), ya que, al no seguir los intervalos de mantenimiento recomendados por el fabricante, se produce un sobre desgaste de los componentes (incluyendo componentes asociados a estos) pudiendo provocar fallas graves en el sistema.

Tabla 48: Modos y causas de los fallos del Acoplamiento y del Freno. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modos de fallo del Acoplamiento y del Freno | Causas de los modos de fallo |
|---|---|
| Fallo del acoplamiento | Desalineación del eje de alta velocidad |
| | Pernos rotos o sueltos |
| | Par de funcionamiento excesivo |
| | Error de mantenimiento |
| Activación prematura del freno mecánico | Elevada pretensión en las pinzas |
| | Desgaste excesivo en las pastillas |
| | Fallo del sistema hidráulico |

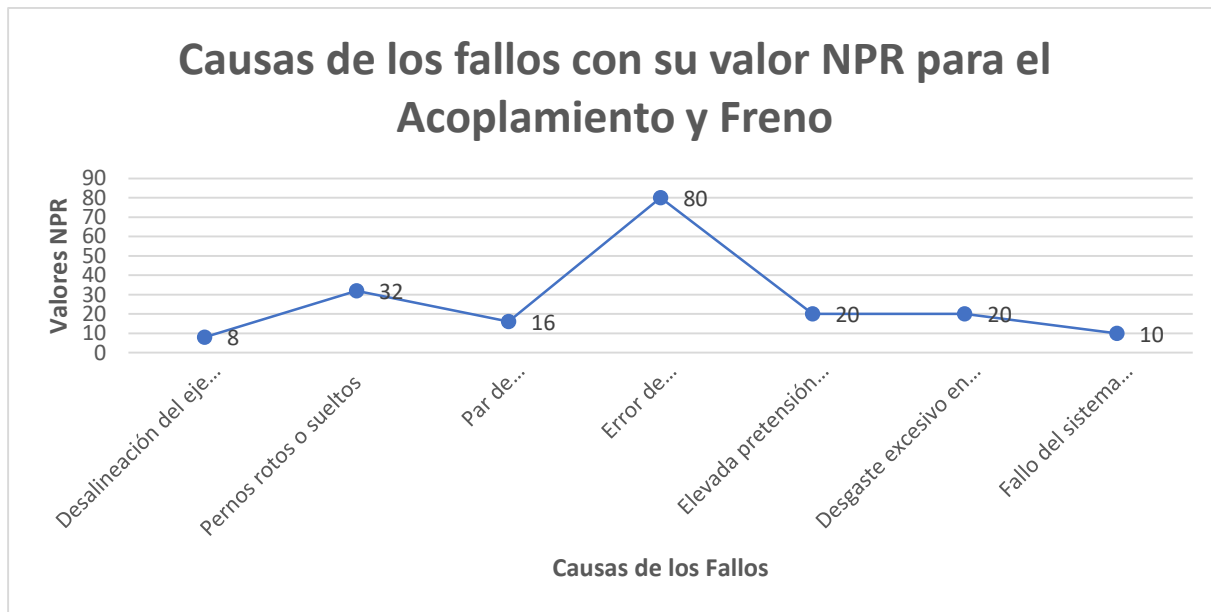


Gráfico 4-10: Causas de los fallos con su valor NPR para el Acoplamiento y Freno. Fuente: Elaboración propia

- Transmisión

La transmisión es uno de los elementos principales dentro del funcionamiento de la turbina eólica. Es aquella que permite incrementar la velocidad de giro del eje principal, para que el generador pueda funcionar.

La transmisión durante su vida útil, está expuesta a varios modos de fallos, siendo esto un problema muy relevante para la industria fabricante de los equipos, la cual, está en una constante búsqueda para mejorar y hacer frente a estas dificultades.

Anexos

A continuación, se detalla los modos y causas de los fallos principales que afectan a los componentes de la turbina eólica seleccionada:

- Transmisión en general.

Como es posible apreciar del gráfico 4.11, donde se muestran las principales causas por las que puede fallar la transmisión, la más destacada por lejos, encontrándose en una alta criticidad (un valor NPR de 400) es el fallo en los rodamientos. En el estudio realizado por Shawn Sheng, [88] se especifica que el 70% de las fallas ocurren en los rodamientos, es por este motivo que la mayoría de los análisis (principalmente el de vibraciones) van enfocados a estos componentes para determinar su estado y anticiparse al fallo.

Tabla 49: Modo y causas de los fallos de la Transmisión. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo de la transmisión | Causas de los modos de fallo |
|--------------------------------------|--|
| Fallo generalizado de la transmisión | Desgaste excesivo de los rodamientos |
| | Marcas o hendiduras en los dientes de los engranajes |
| | Inestabilidad térmica |
| | Vibración torsional y lateral |
| | Cargas inesperadas |
| | Fallo en el sistema de lubricación |
| | Corrosión debido al ingreso de agua |
| | Error de fabricación |
| | Suciedad y contaminación |

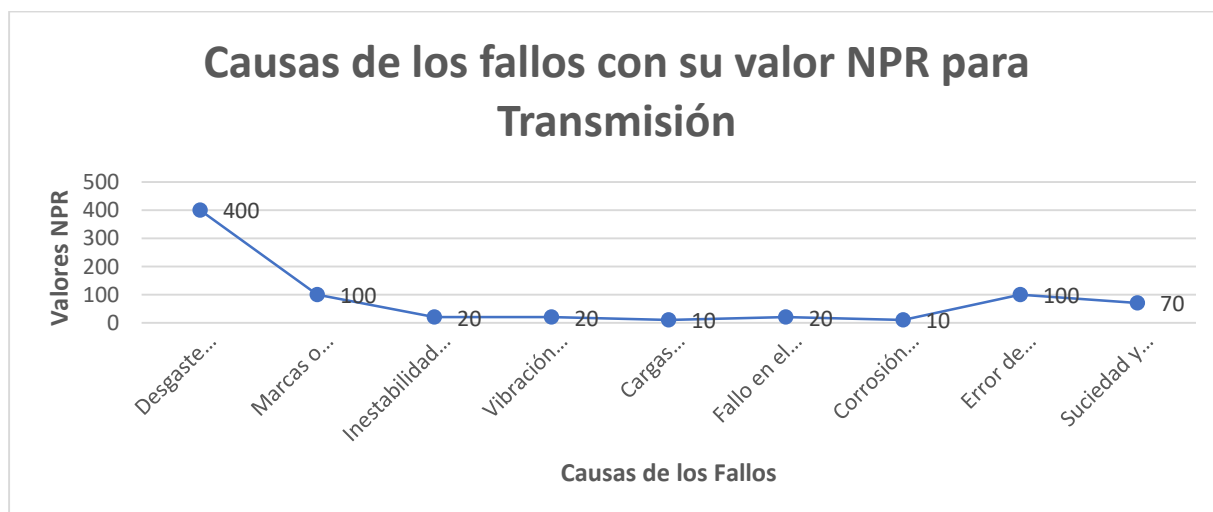


Gráfico 4-11: Causas de los fallos con su valor NPR para la Transmisión. Fuente: Elaboración propia

○ Engranajes.

Los engranajes también son considerados elementos muy importantes dentro de la transmisión, dado que son ellos los que permiten la transformación de velocidad y energía entre el eje de entrada y salida. Al analizar el gráfico 4.12, es posible darse cuenta, que las marcas y/o hendiduras sobre los dientes de los engranajes es el fallo más crítico alcanzando un valor de 560 NPR, seguido por las vibraciones, que se pueden generar al presentar problemas los rodamientos.

Es así como Shawn Sheng, estipula en su estudio que el 26% de las fallas en la transmisión fueron ocasionadas por los engranajes, específicamente los del tipo helicoidal [88]. De acuerdo a esto, es necesario mantener una revisión y control constante sobre el estado de los engranajes previniendo las posibles fallas en el componente.

Tabla 50: Modo y causas de los fallos de los Engranajes. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo de los Engranajes | Causas de los modos de fallo |
|--|--|
| Fallo en los dientes de los engranajes | Fatiga |
| | Vibraciones y choques |
| | Marcas o hendiduras |
| | Excentricidad (desviación) en los engranajes |

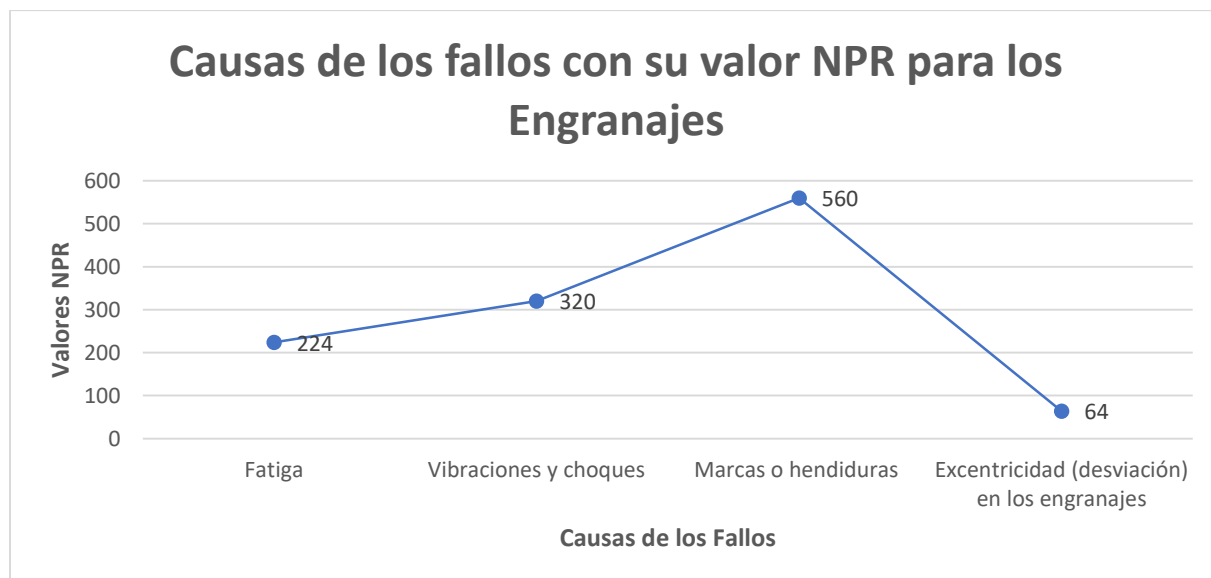


Gráfico 4-12: Causas de los fallos con su valor NPR para los Engranajes. Fuente: Elaboración propia

Anexos

○ Sistema de Lubricación

La lubricación dentro de la transmisión juega un papel muy importante, dado que permite disminuir la fricción entre los componentes y reducir la temperatura generada durante el funcionamiento. Del gráfico 4.13 es posible desprender que las causas de fallo con mayor valor NPR son la acumulación de contaminantes y el deterioro del lubricante, los cuales concuerdan con las causas detectadas previamente en otros componentes de la transmisión o sistema de la turbina eólica. Es por esto que se recomienda realizar análisis de aceite cada seis meses o cada un año dependiendo de la situación [88], lo otro importante es analizar los filtros, ya que estos permiten identificar restos de desgaste y señales de componentes dañados que en los análisis de aceite convencionales no es factible de detectar.

Tabla 51: Modo y causas de los fallos en la Lubricación. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Sistema de Lubricación | Causas de los modos de fallo |
|--|--|
| Fallo del sistema de lubricación | Bloqueo en la bomba |
| | Obstrucción de los filtros |
| | Fugas internas o externas |
| | Deterioro del lubricante |
| | Acumulación de partículas contaminantes en el lubricante |
| | Pérdida de lubricante |
| | Rotura del sello de la bomba |
| | Fallo de refrigeración del lubricante |

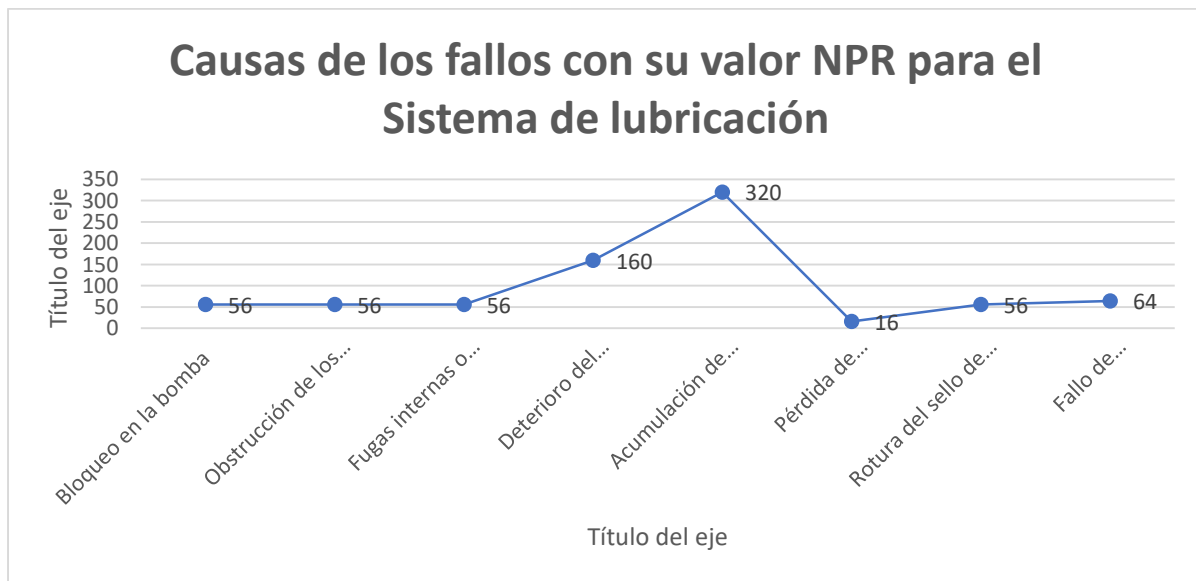


Gráfico 4-13: Causas de los fallos con su valor NPR para el sistema de lubricación. Fuente: Elaboración propia

o Eje de Transmisión.

Principalmente las causas de fallas relacionadas al eje de transmisión, son en su mayoría las derivadas de los fallos de otros componentes, que al no ser detectadas a tiempo comienzan a producir desgaste en otras partes del conjunto llegando a ocasionar un fallo en cadena del subsistema.

Es así como el gráfico 4.14 muestra las causas de los fallos y al analizarlas es posible ver lo explicado en el párrafo anterior, el mayor valor NPR lo presenta el daño en los engranajes, los cuales pueden fallar por las causas vistas previamente, evidenciando la importancia que tiene la detección anticipada de la falla mediante alguna técnica de análisis o ensayo no destructivo.

Tabla 52: Modos y causas de los fallos del Eje de transmisión. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Eje de transmisión | Causas de los modos de fallo |
|--------------------------------------|---|
| Desalineación de los ejes | Error de ajuste en el mantenimiento |
| | Expansión térmica de componentes |
| | Deformación elástica bajo carga |
| Vibración torsional y lateral | Pérdida de rigidez e inercia de los componentes |
| | Engranajes dañados |
| | Desalineación de ejes |
| | Errores al montar los apoyos donde se instala la caja de engranajes |

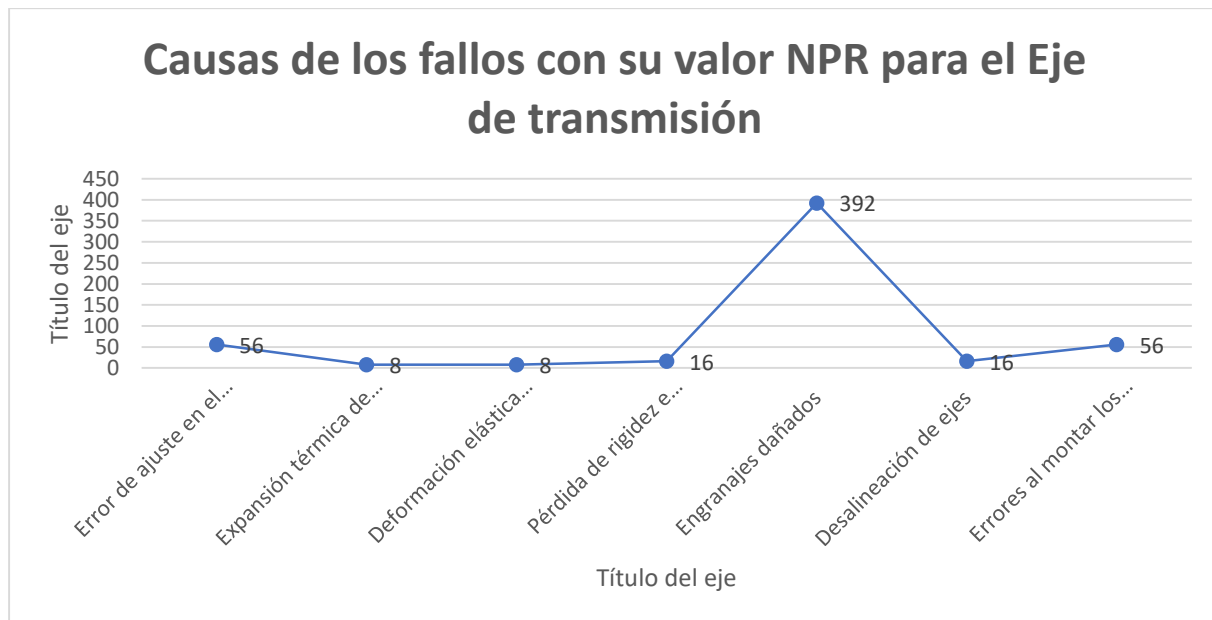


Gráfico 4-14: Causas de los fallos con su valor NPR para el Eje de transmisión. Fuente: Elaboración propia

○ Rodamientos.

En el gráfico 4.15, es posible evidenciar las principales causas que producen los fallos en los rodamientos de la transmisión. Se puede ver, que la mayoría de los valores NPR son de media a alta criticidad, es decir los rodamientos son elementos que necesitan de una constante atención y control por parte del equipo de mantenimiento.

Como se mencionó anteriormente el 70% [80] de los fallos son ocasionados por los rodamientos y principalmente los que se encuentran en el eje de alta y media velocidad de la transmisión, es por esto, que el análisis de vibraciones es muy utilizado en la mayoría de los subsistemas que posean rodamientos como parte de sus componentes. Por otro lado, es bueno resaltar que los rodamientos son considerados como elementos de seguridad, ya que el reemplazo de un rodamiento genera menores costos que una reparación de otro componente como lo son los engranajes o ejes.

Tabla 53: Modo y causas de los fallos para los Rodamientos. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo de los Rodamientos | Causas de los modos de fallo |
|----------------------------------|--|
| Fallos en los rodamientos | Calor externo excesivo |
| | Fuerza excesiva en el montaje |
| | Vibración y sobrecarga |
| | Fatiga y agrietamiento de rodillos o bolas, pistas y jaula |
| | Suciedad |
| | Falta de lubricación |

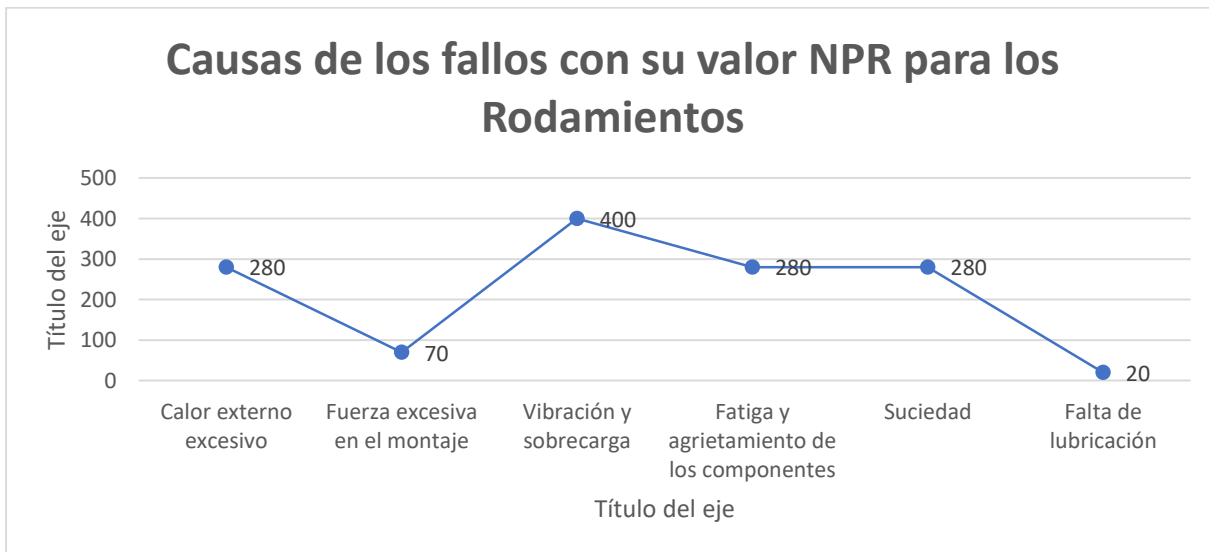


Gráfico 4-15: Causas de los fallos con su valor NPR para los Rodamientos. Fuente: Elaboración propia

GÓNDOLA.

La góndola es la encargada de almacenar y proteger la mayoría de los componentes que forman parte de la turbina eólica, sin embargo, hay componentes como el Anemómetro y la Veleta que debido a la función que estos cumplen, deben estar en la parte externa soportando las inclemencias del clima. Por otro lado, encontramos el subsistema que le otorga el movimiento y permite que esta siga al viento para un mejor rendimiento de la turbina eólica

A continuación, se detallan los componentes que pueden fallar y están asociados a la góndola:

- Anemómetro y Veleta.

Estos dos componentes son los encargados de calcular la velocidad, la presión y por último la dirección del viento, entregando la información al sistema que lo procesa y determina hacia donde debe apuntar la turbina para captar de mejor forma el viento incidente.

Al analizar el conjunto Anemómetro y veleta, se puede ver del gráfico 4.16 que las principales causas de los fallos son ocasionadas por situaciones externas propias del medio donde está instalado el parque eólico. De esto es posible resaltar los daños ocasionados por los rayos, los cuales causan severos daños sobre la turbina, incluso la destrucción completa de esta.

En relación a lo anterior y junto con los avances en materia de seguridad, es que se han creado sistema que permiten mitigar sus efectos, como lo son el blindaje de la góndola o captadores de los rayos para dirigir esa corriente a una zona segura y evitar la falla de estos componentes. De todas maneras, estas causas son en general de una criticidad baja que es posible de controlar por las distintas áreas de mantenimientos.

Tabla 54: Modo y causas de los fallos para el Anemómetro y Veleta. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo Anemómetro y Veleta | Causas de los modos de fallo |
|-----------------------------------|------------------------------|
| Fallo del anemómetro y veleta | Acumulación de hielo |
| | Desviación de la calibración |
| | Daño por impacto |

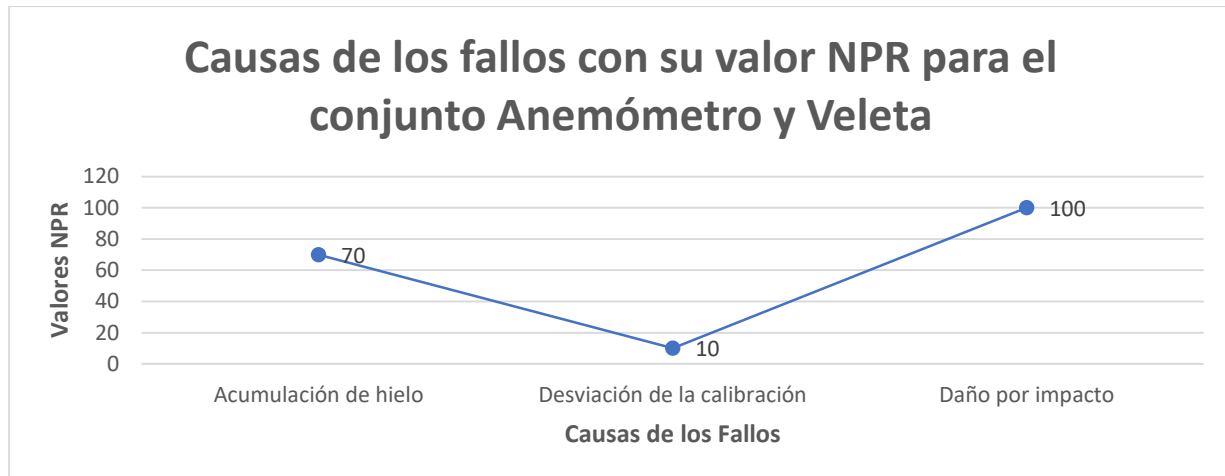


Gráfico 4-16: Causas de los fallos con su valor NPR para el Anemómetro-Veleta. Fuente: Elaboración propia

- Anemómetro.

A parte de las fallas ocasionadas por las condiciones externas que afectan a la turbina, es posible también encontrar causas relacionadas con la comunicación de los sistemas electrónicos y el desgaste ocasionado por el tiempo. Como es posible ver del gráfico 4.17, las causas presentan una criticidad baja, siendo posible evitarlas con el correcto mantenimiento del componente.

Tabla 55: Modos y causas de los fallos del Anemómetro. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Anemómetro | Causas de los modos de fallo |
|---|------------------------------|
| Inexactitud en los datos del anemómetro | Nivel de señal reducido |
| | Desajuste por impedancia |
| | Error de conversión A/D |
| Fallo del anemómetro | Corrosión |
| | Exceso de vibración |

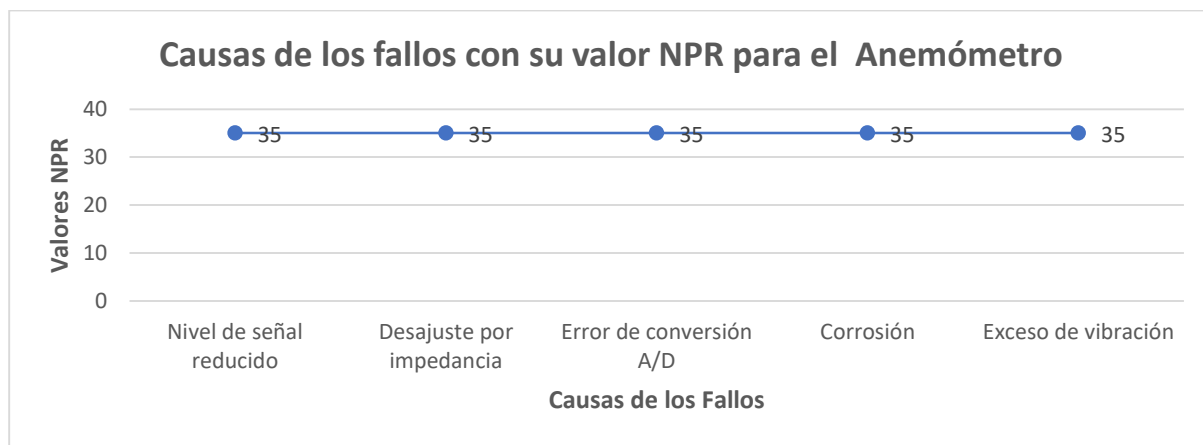


Gráfico 4-17: Causas de los fallos con su valor NPR para el Anemómetro. Fuente: Elaboración propia

- Subsistema Yaw.

El sistema Yaw a través de varios componentes es capaz de hacer girar la góndola una cierta cantidad de grados, con la finalidad de conseguir una mejor recepción del viento, haciendo que la generación de energía sea lo más óptima posible.

A continuación, se analizan los componentes del subsistema Yaw:

o Motor-Reductor

El sistema motor-reductor es aquel que permite generar la fuerza para hacer girar la góndola. La principal causa de fallo asociada a este componente es el desgaste en que sufre las partes de los rodamientos, esto es posible apreciarlo en el gráfico 4.18, donde el mayor valor NPR lo presenta el fallo descrito anteriormente y el segundo mayor valor lo adquiere la sobrecarga que se puede generar sobre el componente.

Como se ha podido evidenciar en otros componentes, los rodamientos son lo que presentan los mayores valores NPR, ya que una falla de ellos puede derivar en otros problemas asociados como en el caso del motor-reductor en una sobrecarga del componente generando un sobre calentamiento de este, afectando el funcionamiento del sistema y la generación de energía.

Tabla 56: Modos y causas de los fallos del Motor-Reductor. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo Motor-Reductor | Causas de los modos de fallo |
|------------------------------|------------------------------------|
| Fallo de los rodamientos | Lubricación inapropiada |
| | Sobrecarga |
| | Exceso de vibración |
| | Desgaste en los componentes |
| | Corrosión |
| Sobrecalentamiento | Ventilador de refrigeración dañado |
| | Sobrecarga |
| | Baja magnetización |
| | Desequilibrio en el voltaje |

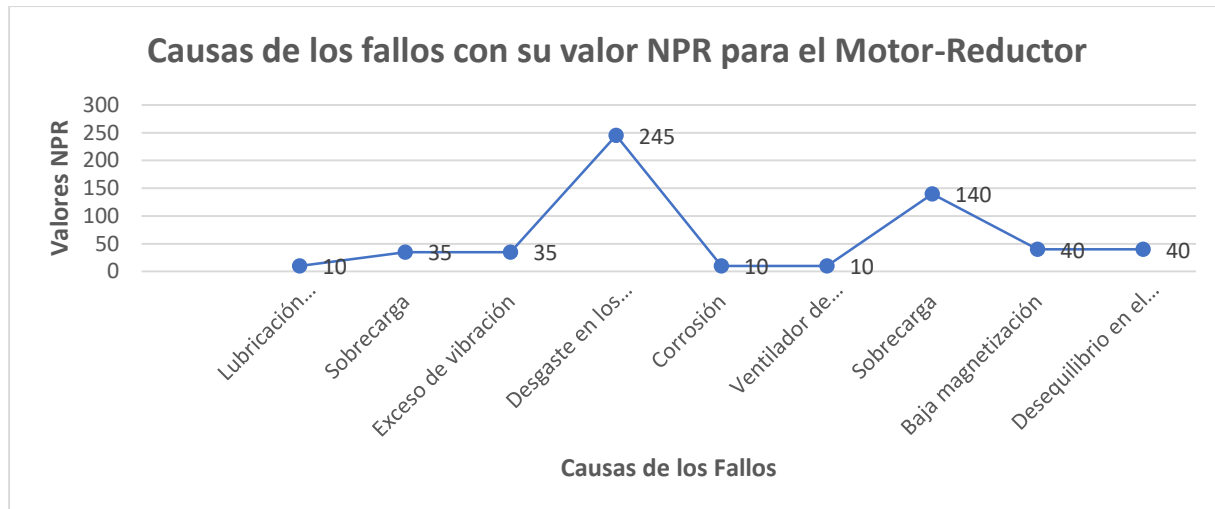


Gráfico 4-18: Causas de los fallos con su valor NPR para el Motor-Reductor. Fuente: Elaboración propia

- Corona o Aro dentado.

Las principales causas de fallos asociadas al aro dentado cómo es posible ver del gráfico 4.19, son aquellas asociadas a fallas del tipo mecánica, enfocadas a la estructura y desgaste del material. A pesar de esto, el valor de criticidad es considerado medio-bajo, ya que el sistema está diseñado para trabajar bajo condiciones exigente, además el sistema de freno del sistema reduce el desgaste de los engranajes al evitar los desplazamientos radiales de la góndola [131].

Tabla 57: Modo y causas de los fallos para la Corona. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo Corona o Aro dentado | Causas de los modos de fallo |
|------------------------------------|------------------------------|
| Fallo en la Corona o Aro dentado | Fatiga |
| | Sobrecarga |
| | Marcas o hendiduras |

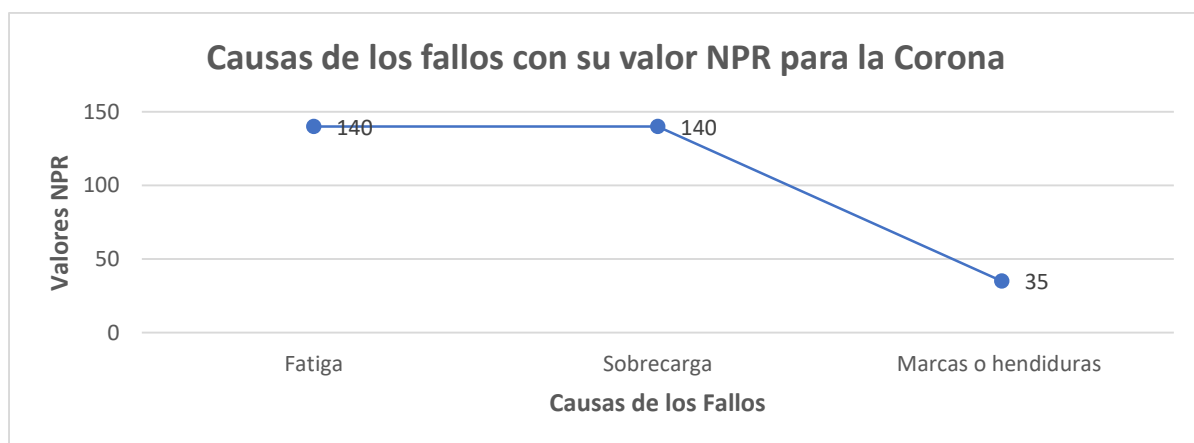


Gráfico 4-19: Causas de los fallos con su valor NPR para el Aro dentado. Fuente: Elaboración propia

○ Rodamiento.

La gráfica 4.20 muestra que el valor de criticidad de las causas de fallo para los rodamientos, alcanzan una clasificación media-baja. Esto se debe principalmente a que el sistema funciona de una forma controlada y lenta, lo que contribuye a una conservación del estado de los rodamientos, sumando a esto las constante inspecciones y mantenimientos del sistema, preocupándose de mantener el sistema con una correcta lubricación

Tabla 58: Modo y causas de los fallos para los Rodamientos Yaw. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo Rodamiento Yaw | Causas de los modos de fallo |
|---------------------------------------|--|
| Aumento de la fricción del rodamiento | Fatiga y agrietamiento de los componentes del rodamiento |
| | Suciedad |
| | Falta de lubricación |

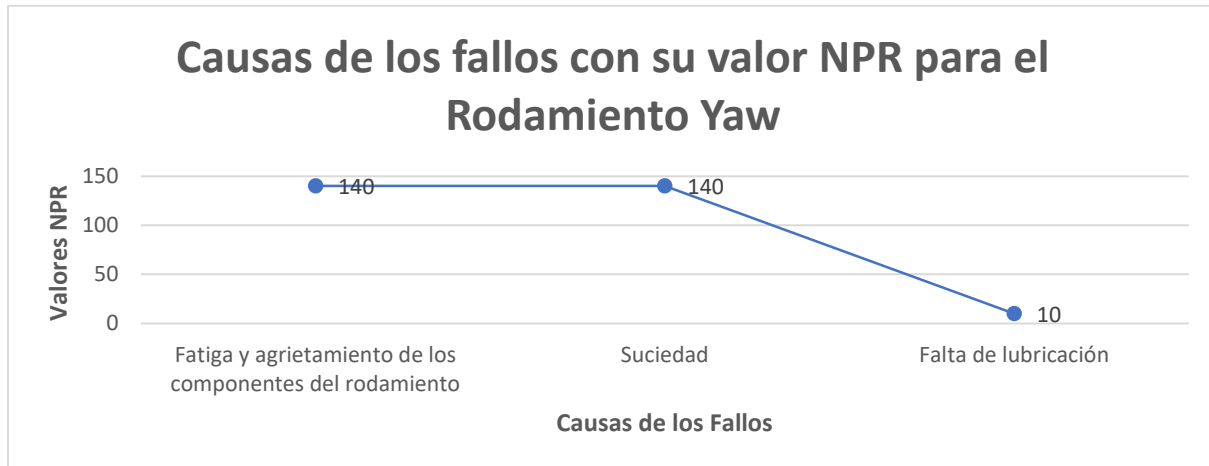


Gráfico 4-20: Causas de los fallos con su valor NPR para el Rodamiento Yaw. Fuente: Elaboración propia

○ Freno.

Las causas de fallo del freno son de baja criticidad (gráfica 4.21), dado que al hacer de forma correcta las mantenciones y en el intervalo que indica el fabricante, el sistema no debería presentar falla.

Tabla 59: Modo y causas de los fallos para el Freno. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Freno | Causas de los modos de fallo |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Fuerza de frenado elevada o bajas | Superficie del disco rugosa o dañada |
| | Fugas de fluido hidráulico |
| | Contaminación y suciedad |
| | Desgaste en los componentes |

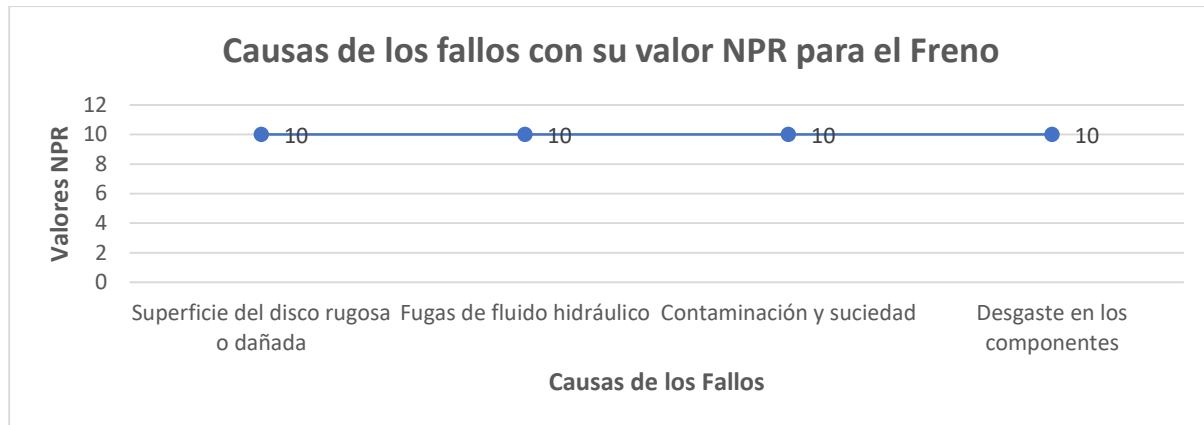


Gráfico 4-21: Causas de los fallos con su valor NPR para el Freno. Fuente: Elaboración propia

Estructura soporte

La estructura de soporte es la base de sustentación de todo el sistema, dado esto es de suma importancia la fabricación, instalación y el posterior mantenimiento de toda la estructura.

Para su mejor análisis, la estructura de soporte es dividida en dos partes, una es la estructura tubular que le da la altura a la turbina eólica y la otra son los cimientos y fijación, que permiten mantener en su posición la torre, sin importar las condiciones de funcionamiento a las que esté sometido el aerogenerador.

A continuación, se detallan los componentes que pueden fallar y están asociados a la estructura de soporte:

- Estructura Cilíndrica

Del gráfico 4.22, es posible desprender que las principales causas de fallo en la estructura cilíndrica se relacionan a la sobrecarga y las vibraciones. Esto se debe principalmente a que la estructura debe soportar el peso de la góndola con todos los componentes presentes en su interior y aparte de esto, los esfuerzos ocasionados por el viento y en ocasiones los golpes de las aves que chocan contra la estructura. Por otro lado, los equipos generan vibraciones durante su funcionamiento que se transmiten a la estructura ocasionando fatiga en ciertos puntos de la estructura que podrían ocasionar el colapso de esta.

De acuerdo a lo anterior es recomendable realizar inspecciones de rutina sobre la estructura y si el caso lo amerita realizar ensayos no destructivos para descartar posibles fallas.

Tabla 60: Modos y causas de los fallos en la Estructura cilíndrica. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo de la Estructura Cilíndrica | Causas de los modos de fallo |
|---|--|
| Fallo estructural | Agrietamiento |
| | Corrosión |
| | Pandeo |
| | Sobrecargas |
| | Vibración |
| | Efectos climáticos y condiciones extremas de viento |
| | Fallo en la protección contra rayos |
| Pandeo | Tuercas y tornillos aflojados en la brida de unión de la góndola |
| | Error en la instalación o en el posicionamiento de la torre |
| | Error en el diseño y selección del material |
| | Error en la conexión con la cimentación |
| | Desequilibrio torre-góndola |

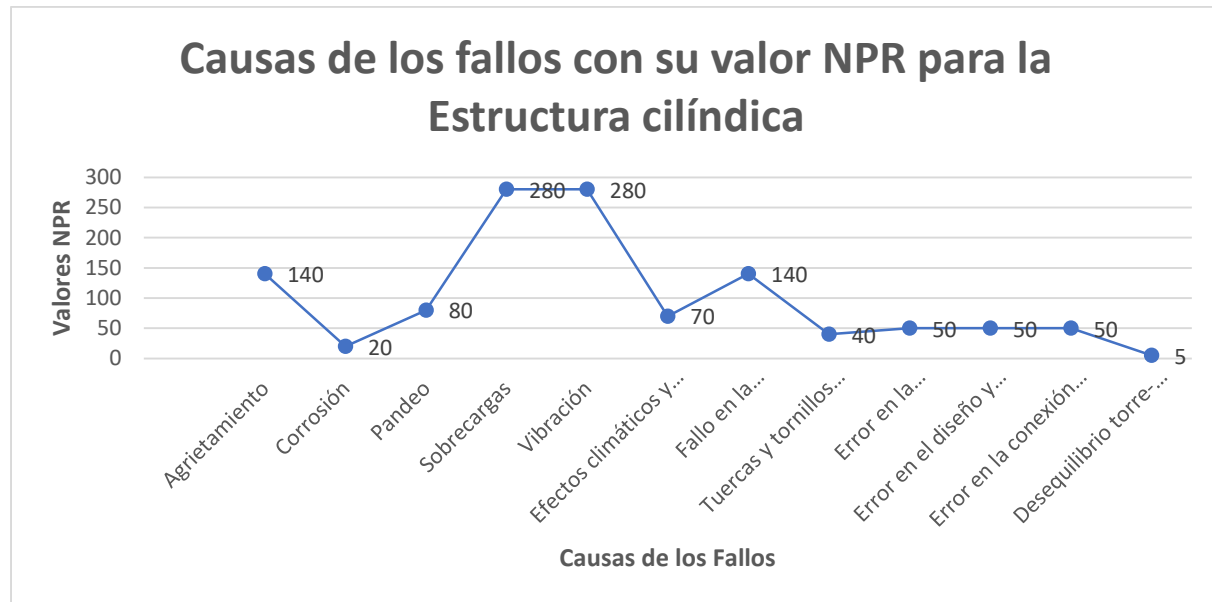


Gráfico 4-22: Causas de los fallos con su valor NPR para la Estructura cilíndrica. Fuente: Elaboración propia

- Loza de hormigón y Fijaciones.

Las causas de fallas para las fijaciones y la loza de hormigón, están principalmente relacionadas al mantenimiento de los componentes y al seguimiento de las indicaciones del fabricante al

momento de la instalación o la fabricación de las partes. De todas maneras, el área de mantenimiento posee programas para el monitoreo de los componentes, esto genera que el valor de criticidad sea bajo y permita detectar la falla de forma oportuna.

Tabla 61: Modos y causas de los fallos en la Loza de hormigón y Fijaciones. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo de la loza de hormigón y Fijaciones | Causas de los modos de fallo |
|---|---|
| Fatiga | Condiciones ambientales y operativas extremas |
| | Inicio prematuro de grietas y propagación de estas mediante carga cíclica |
| Fallo en la conexión atornillada | Protección anticorrosiva es insuficiente |
| | Aflojamiento de los tornillos |
| | Fuerza de pretensión mal especificada |

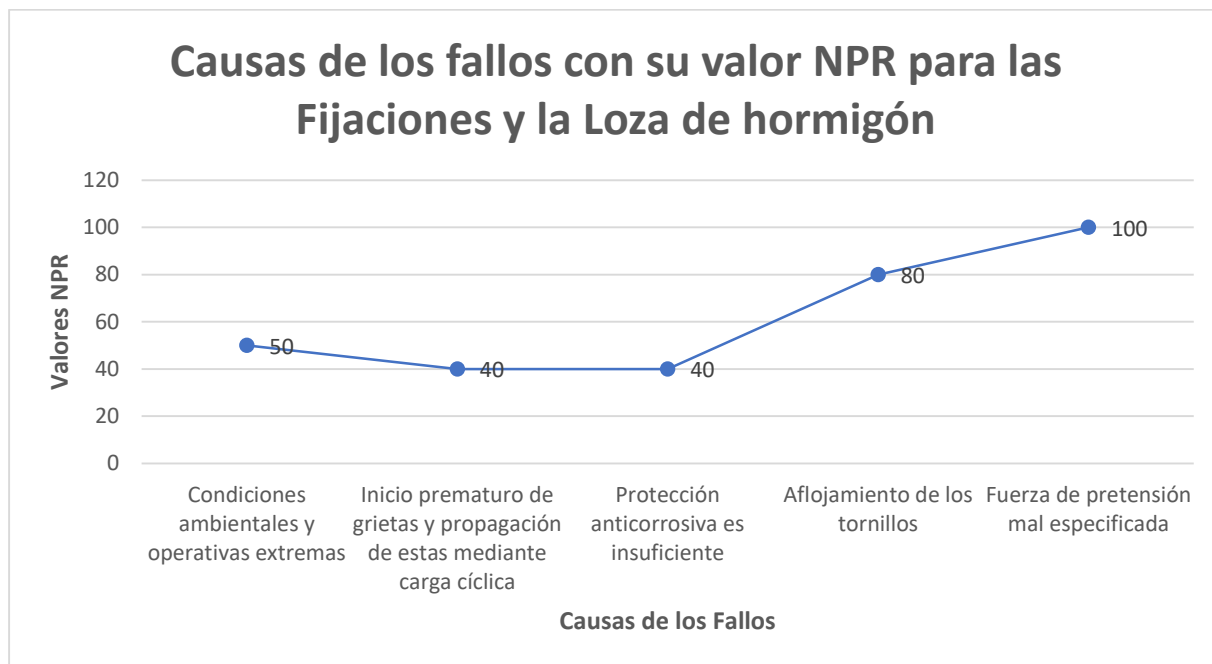


Gráfico 4-23: Causas de los fallos con su valor NPR para las Fijaciones y la loza de hormigón. Fuente: Elaboración propia

Sistema Eléctrico.

El sistema eléctrico es una de las piezas fundamentales dentro de la turbina eólica, son los encargados de generar la energía eléctrica que consumimos en cada momento. De acuerdo a lo anterior el sistema eléctrico está conformado por los siguientes componentes:

Anexos

- Generador.

Este subsistema es el que permite transformar la energía cinética proveniente de la transmisión en energía eléctrica. Para lograr esto, requiere de varios componentes, los cuales presentan las siguientes causas de fallos:

El generador al analizarlo como un solo subsistema, presenta varias causas de fallos, de estas el fallo de los rodamientos es la que más destaca por su alto valor de criticidad (gráfico 4.24). Al igual que en otros subsistemas, los rodamientos son los componentes más críticos, ya sea por una mala instalación y/o la falta de una lubricación adecuada, afectando su rendimiento hasta producir la falla.

En relación a esto, es que los rodamientos requieren de controles y análisis de vibraciones constantes, para prevenir la ocurrencia de la falla.

Tabla 62: Modo y causas de los fallos en el Generador. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Generador | Causas de los modos de fallo |
|-----------------------------|--|
| Fallo generalizado | Fractura del eje y/o el rotor |
| | Rotura de la laminación del rotor y el estator |
| | Fallo de los rodamientos delantero y trasero |
| | Fallo del encoder |
| | Fallo de aislamiento eléctrico |
| | Vibración torsional y lateral |

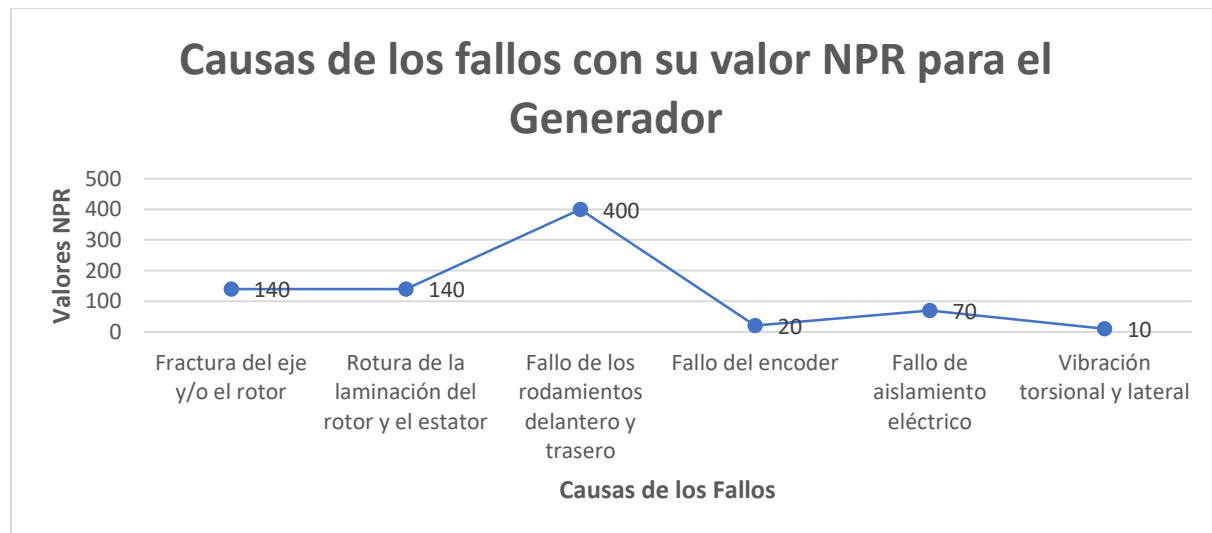


Gráfico 4-24: Causas de los fallos con su valor NPR para el Generador. Fuente: Elaboración propia

Anexos

○ Rodamientos.

Como es posible de apreciar en el gráfico 4.25, causas de fallo en los rodamientos son de media a baja criticidad, donde se destaca la lubricación inapropiada y/o la desalineación de eje de alta velocidad. Estas causas son bastante comunes y como se mencionó anteriormente se repiten en los distintos subsistemas, por lo cual es necesario hacer un seguimiento del generador y tomar las precauciones para evitar que el subsistema falle por este u otro problema.

Tabla 63: Modo y causas de los fallos en los Rodamientos. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo de los Rodamientos | Causas de los modos de fallo |
|--|------------------------------|
| Fallo de los rodamientos delantero y trasero | Lubricación inapropiada |
| | Montaje incorrecto |
| | Desalineación del eje |
| | Desgaste en los componentes |
| | Corrosión |

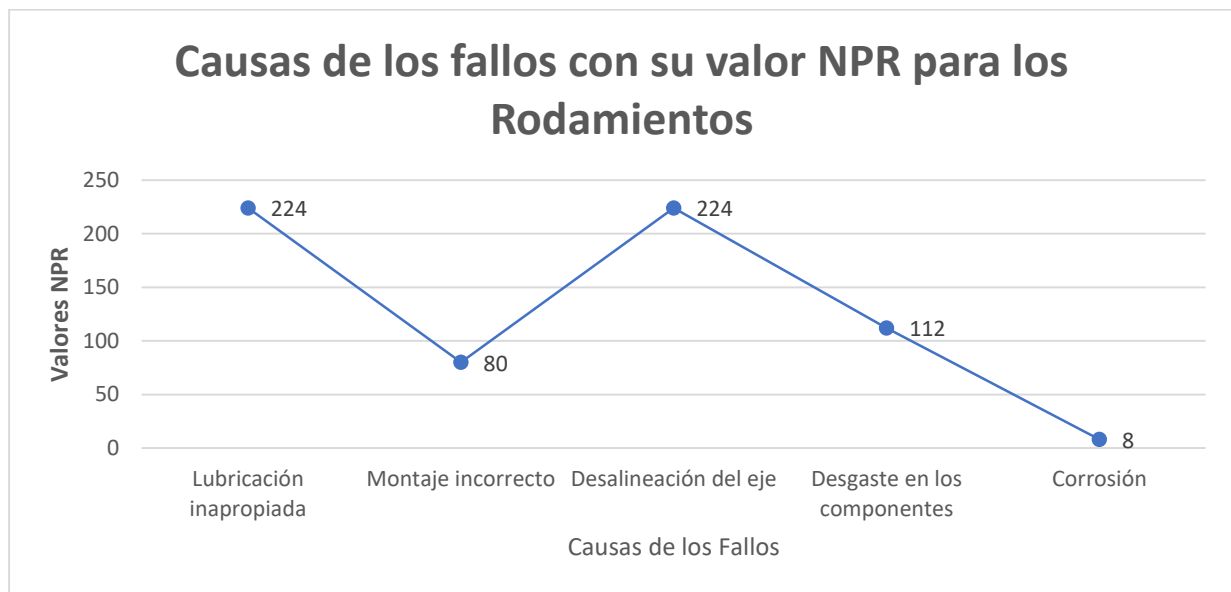


Gráfico 4-25: Causas de los fallos con su valor NPR para los Rodamientos. Fuente: Elaboración propia

○ Rotor y Estator.

El rotor y el estator son la base del funcionamiento del generador, son aquellos que permiten la generación de la energía. Las causas de los fallos en estos elementos están principalmente relacionadas entre sí, ya que el calor excesivo que se genera durante el funcionamiento es una de las causas fundamentales para generar la falla en los aislamientos de los devanados.

Anexos

Como se observa en el gráfico 4.26, las causas con el mayor valor de criticidad son el calor excesivo del devanado, que si no se controla es muy posibles que degrade los aislamientos y recubrimientos que tienen los devanados produciendo la fundición de estos y en consecuencia un fallo global del subsistema que dejaría sin producir energía a la turbina eólica por bastante tiempo.

De aquí surge la importancia de controlar la temperatura del generador mediante sensores de temperatura, como lo indica Sergio y Manuel [131] es su estudio sobre aerogeneradores, también preocuparse que la ventilación del subsistema esté funcionando en óptimas condiciones siempre.

Tabla 64: Modos y causas de los fallos en el Rotor y Estator. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Rotor y Estator | Causas de los modos de fallo |
|-----------------------------------|--|
| Sobrecalentamiento | Ventilador de refrigeración dañado |
| | Sobrecarga |
| | Baja magnetización |
| | Desequilibrio en el voltaje |
| Desalineación del eje | Desgaste y envejecimiento |
| | Error de mantenimiento |
| | Corrosión |
| | Fatiga en los rodamientos |
| Fallo eléctrico | Excentricidad |
| | Fallo a tierra |
| | Calor excesivo devanados y/o núcleo de hierro |
| | Acumulación de sustancias en la superficie del generador |
| | Desgaste o rotura de escobillas y anillos colectores |
| | Estrés térmico |
| | Exceso de velocidad |
| | Contaminación y suciedad |
| | Desequilibrio |
| Fallo de aislamiento | |

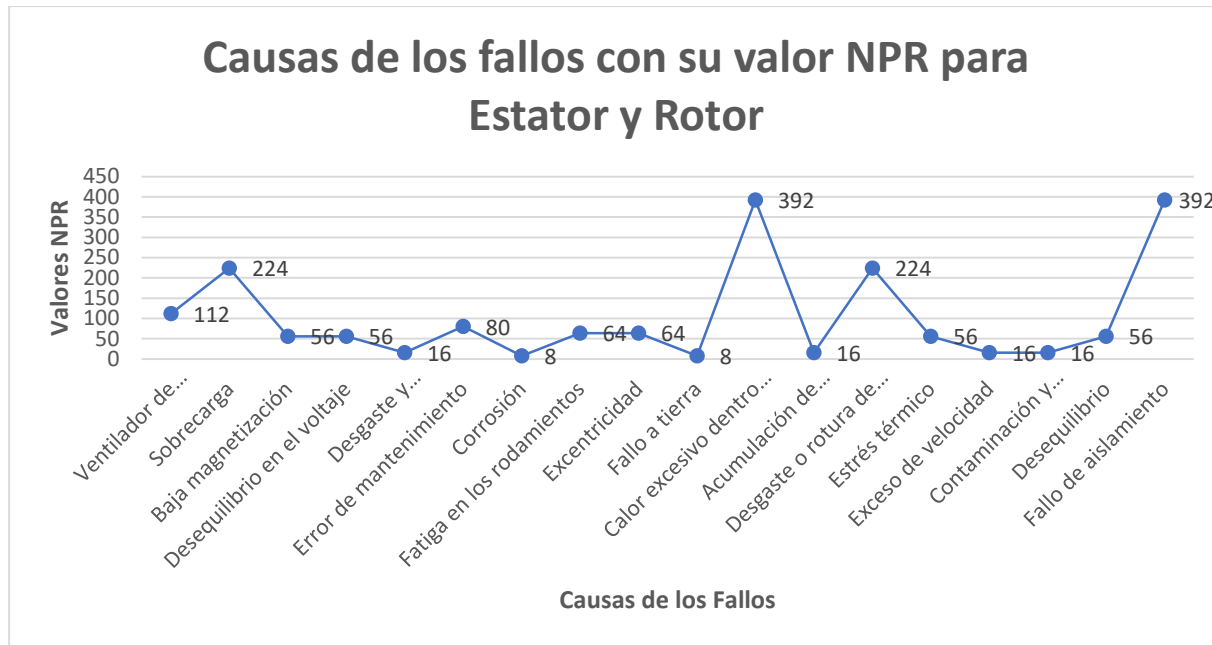


Gráfico 4-26: Causas de los fallos con su valor NPR para Estator y Rotor. Fuente: Elaboración propia

- Convertidor de frecuencia.

El convertidor tiene como función, transformar la corriente continua generada por el generador a una corriente alterna, la cual pasa a través de otro subsistema para elevar la tensión de esta y así poder ingresarla al sistema interconectado nacional.

Del gráfico 4.27 se puede ver que hay ciertas causas de fallos que presenta un valor de criticidad alto, específicamente lo relacionado con el aislamiento, el cual puede generar cortos circuitos y un calentamiento excesivo de los componentes que forman parte del convertidor, propiciando la falla del subsistema, en función a esto, es necesario mantener revisiones periódicas del equipo utilizando termografía para mantener en control las altas temperaturas que se pueden generar durante el funcionamiento del subsistema

Tabla 65: Modos y causas de los fallos del Convertidor. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Convertidor de frecuencia | Causas de los modos de fallo |
|---|--------------------------------|
| Sobrecarga eléctrica (cortocircuito) | Sobrecorriente eléctrica |
| | Insuficiente aislamiento |
| | Errores de fabricación |
| | Error de mantenimiento |
| Fallo del módulo IGBT | Exceso de temperatura |
| | Fallo eléctrico, cortocircuito |

| | |
|---|---|
| | Fallo de material, corrosión electroquímica |
| Fallo en el enlace DC | Fallo en el comportamiento del condensador |
| | Bajo voltaje de línea de alimentación |
| | Mala conexión |
| Refrigeración insuficiente (ventiladores) | Sobrecalentamiento |
| | Fallo eléctrico aleatorio |

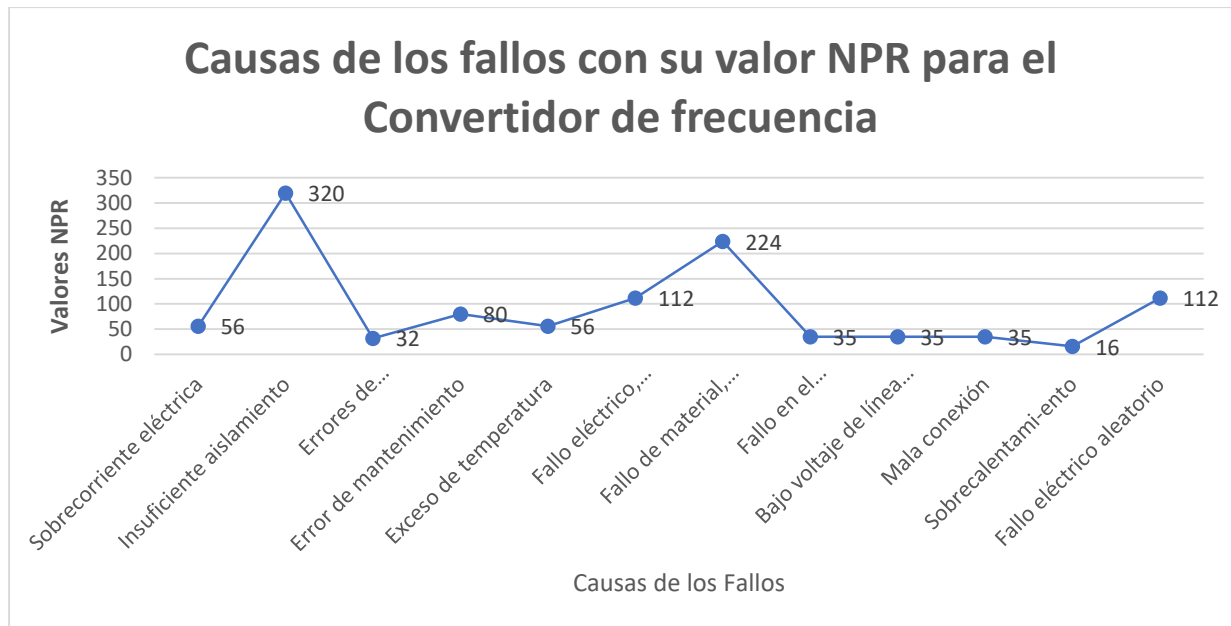


Gráfico 4-27: Causas de los fallos con su valor NPR para el Convertidor. Fuente: Elaboración propia

- Transformador

El transformador es aquel subsistema que permite elevar la tensión de la corriente alterna proveniente del convertidor, para así poder ingresarla al sistema interconectado junto con la energía proveniente de otras fuentes.

Como se puede apreciar del gráfico 4.28 son varias las causas de fallos que pueden afectar al transformador, las que están relacionadas con el fallo eléctrico de subsistema, principalmente haciendo alusión a una mala aislación de los devanados. La mala aislación como se mencionó anteriormente en la revisión de otros subsistemas eléctricos, puede ocasionar calentamiento excesivo del devanado, incluso la fundición de este, cuando la temperatura alcanza valores extremos [132].

De acuerdo a lo anterior, es necesario un control periódico de este subsistema verificando el sistema de ventilación y controlando la temperatura mediante la termografía.

Tabla 66: Modos y causas de los fallos del Transformador. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Transformador | Causas de los modos de fallo |
|---|---|
| Pérdida de aislamiento en el devanado primario y secundario | Fallo eléctrico de tierra o de aislamiento |
| | Impacto de un rayo |
| | Degradación del aislamiento |
| Integridad estructural comprometida para mantener el núcleo en su lugar | Fallo de material, sobrecarga, fatiga |
| | Capacidad insuficiente para hacer frente a las cargas |
| | Fabricación fuera de tolerancia |
| Sobrecalentamiento del subsistema | Mala aislación |
| | Fallo eléctrico aleatorio |

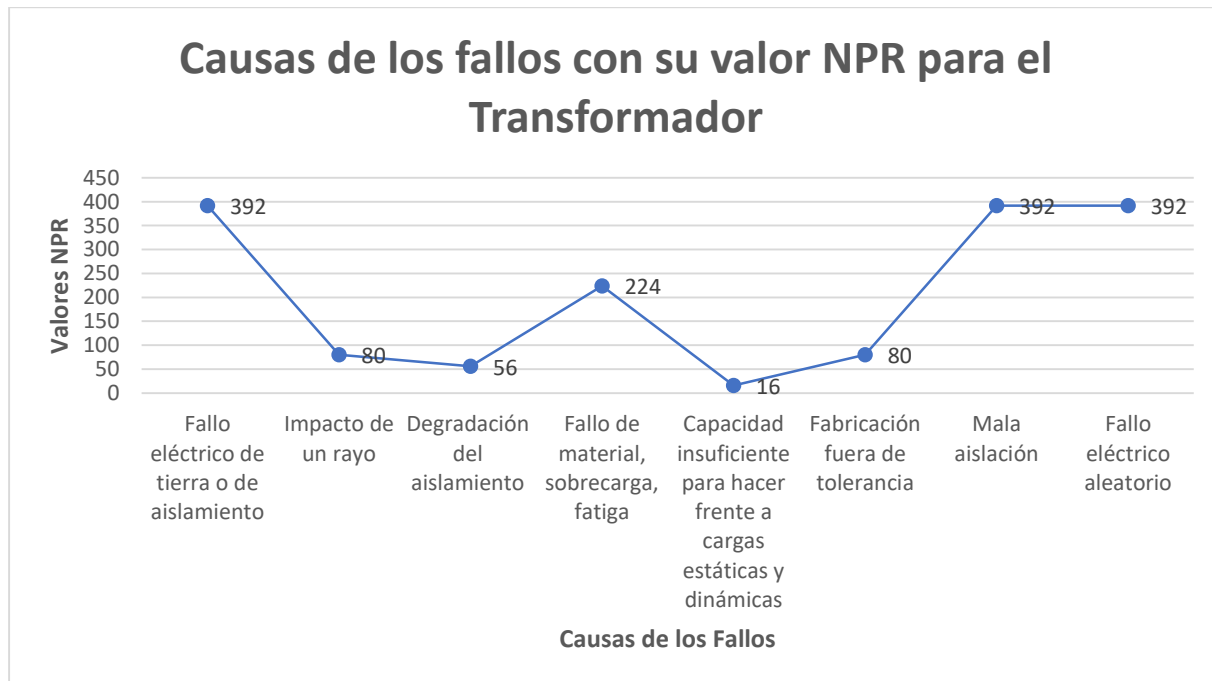


Gráfico 4-28: Causas de los fallos con su valor NPR para el Transformador. Fuente: Elaboración propia

- Cuadro eléctrico, control y comunicación.

El cuadro eléctrico de control y comunicación, es el encargado de almacenar todos los componentes electrónicos que controlan y permiten ejecutar las funciones de los distintos subsistemas en la turbina eólica.

Anexos

Al observar el gráfico 4.29, es factible darse cuenta que la criticidad varía entre media a baja, destacando posibles fallos eléctricos o mala ejecución en la instalación de los equipos, como las principales causas de fallos. La mejor manera de poder reducir estos problemas, es gestionar controles y periodos de prueba una vez realizada la instalación de los equipos antes de la puesta en marcha, garantizando que todo esté en perfecto estado y todos los sistemas funcionan de forma adecuada

Tabla 67: Modos y causas de los fallos del Cuadro eléctrico, control y comunicación. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Cuadro eléctrico, control y comunicación | Causas de los modos de fallo |
|---|---|
| Fallo de los disyuntores, fusibles y relés de protección | Circuito sobrecargado |
| | Fallo eléctrico, cortocircuito |
| Desviación de los parámetros de los sensores | Calidad deficiente en los componentes del sensor |
| | Presencia de contaminantes o humedad |
| Componentes de la cadena de seguridad no funcionan | Componente de calidad inferior |
| | Error de instalación |
| Deficiencia estructural de los sensores | Error de fabricación o baja calidad |
| Acceso no autorizado | Error del operador |
| Operación retrasada o engañosa | Error de diseño: ingeniería de software inadecuada |
| Pérdida de parte del paquete de datos del cable de red | Error de instalación por contacto flojo y sueltos |
| Interferencia de la señal en la cabina de control | Error en la instalación del cableado o las conexiones |

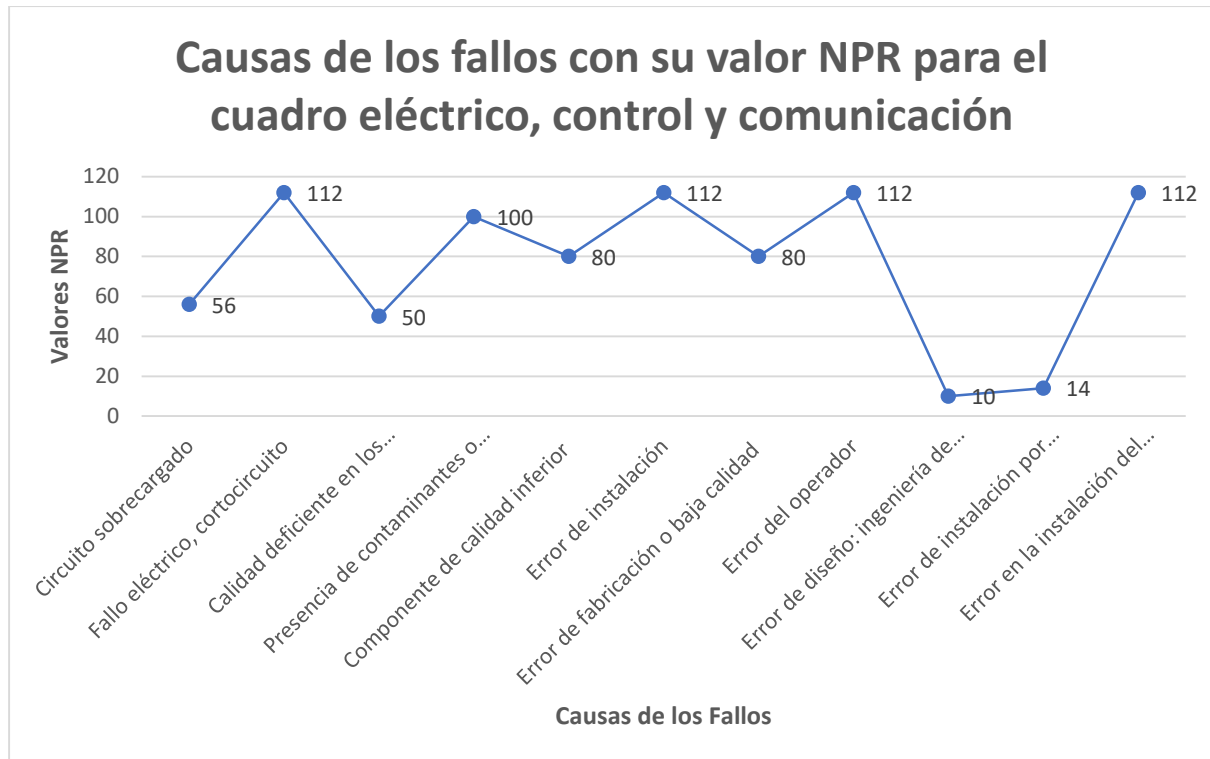


Gráfico 4-29: Causas de los fallos con su valor NPR para el Cuadro eléctrico de control y comunicación.

Fuente: Elaboración propia

Sistema hidráulico

El sistema hidráulico es aquel que permite hacer funcionar varios subsistemas de la turbina eólica, mediante la distribución del líquido hidráulico, manteniéndolo en óptimas condiciones, velando por la integridad del sistema y la conservación de las propiedades y características del fluido.

A continuación, se detallan los principales componentes del sistema hidráulico junto con las causas de los modos de fallo:

- Tanque, Tuberías y Válvulas

Del gráfico 4.30, es posible ver que las causas de fallos del tanque, tuberías y válvulas, son de baja criticidad y principalmente son ocasionadas por un desgaste de los componentes, es decir, es normal que cada cierto intervalo de tiempo estos componentes deban ser cambiados debido al desgaste que sufren durante los periodos de funcionamiento.

Anexos

El desgaste generado en los componentes es posible predecirlo, haciendo inspecciones visuales durante los mantenimientos, para analizar y evaluar las mejores acciones y evitar los posibles fallos.

Tabla 68: Modos y causas de los fallos del Tanque, Tuberías y Válvulas. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Tanque, tuberías y válvulas | Causas de los modos de fallo |
|---|-------------------------------------|
| Bajo nivel del fluido | Fugas en el sistema hidráulico |
| | Error humano |
| Fisuras o grietas | Proceso de soldadura mal ejecutados |
| | Golpes en el tanque |
| Cortes o rasgados | Envejecimiento de la tubería |
| | Fatiga |
| | Sobrepresión |
| Válvula no se accionan | Error de instalación |
| | Fallo en el solenoide |
| | Elevada temperatura del fluido |
| | Fluido muy viscoso |
| | Baja o elevada presión del fluido |
| Fugas de fluido hidráulico | Sobrepresión |
| | Sellos en mal estado |
| | Desgaste de la válvula en general |

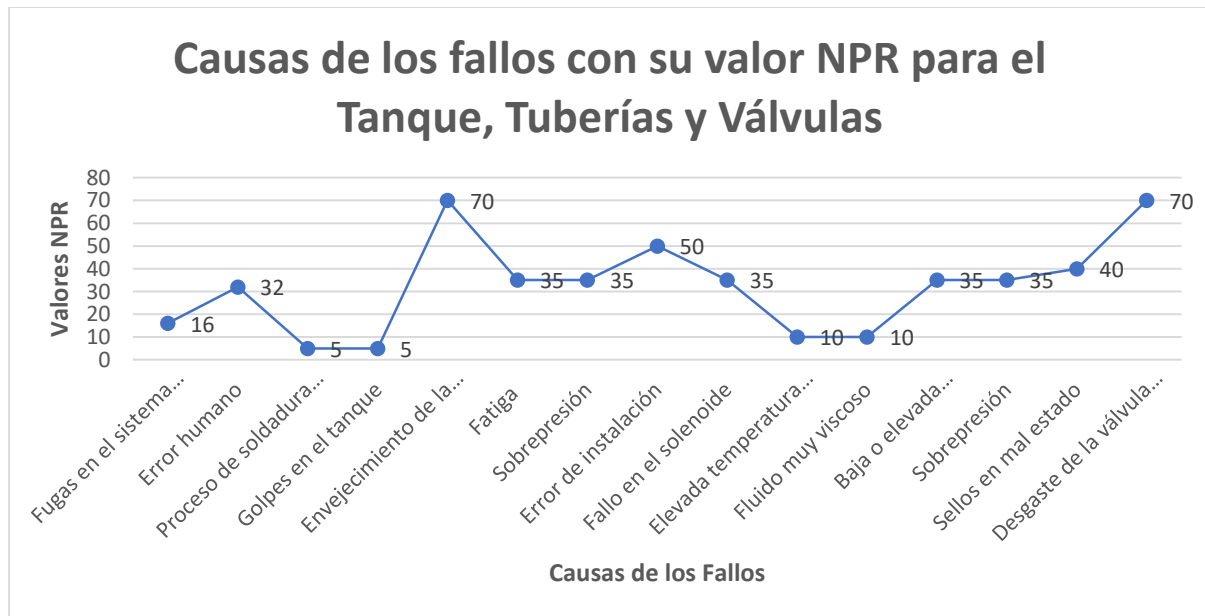


Gráfico 4-30: Causas de los fallos con su valor NPR para el Tanque, Tuberías y Válvulas. Fuente: Elaboración propia

Anexos

- Bomba hidráulica

Como es posible apreciar del gráfico 4.31, las causas de fallos son de baja criticidad para la bomba hidráulica. Esto sucede debido a que el sistema hidráulico, es un sistema cerrado, el cual cuenta con todos los elementos de protección y filtros que contribuyen a mantener la bomba en óptimas condiciones, además de esto, están los controles y monitoreo que realiza el área de mantenimiento para preservar el estado del componente.

Tabla 69: Modos y causas de los fallos de la Bomba hidráulica. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo de la Bomba hidráulica | Causas de los modos de fallo |
|--------------------------------------|---|
| Flujo anormal o inestable | Presencia de aire en el fluido |
| | Viscosidad del fluido elevada |
| | cavitación |
| | Fugas internas |
| | Filtro de succión demasiado pequeño o sucio |
| | Error en la instalación |
| | Falta de fluido hidráulico |
| Daños de componentes mecánicos | Cavitación |
| | Elevada temperatura del fluido |
| | Presencia de agua en el aceite |
| | Vibraciones |
| | Partículas contaminantes en el aceite |
| Obstrucción de la bomba | Filtros sucios o tapados |
| | Tuberías de succión tapadas |

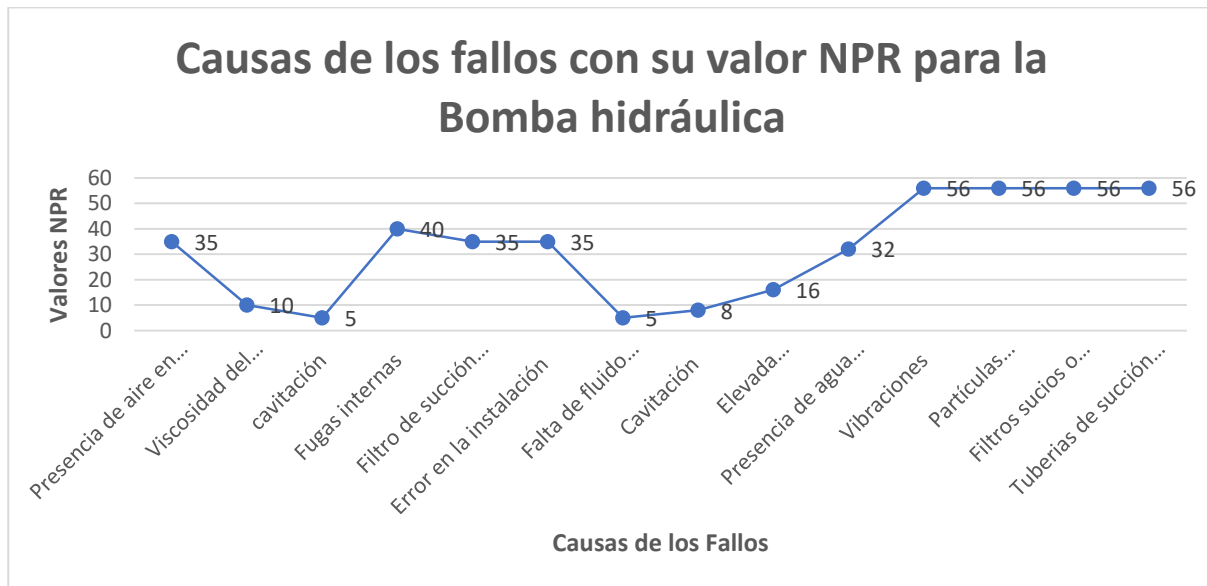


Gráfico 4-31: Causas de los fallos con su valor NPR para la bomba hidráulica. Fuente: Elaboración propia

Anexos

- Motor eléctrico.

El motor eléctrico es el encargado de transmitir la fuerza y el movimiento a la bomba para que esta pueda funcionar. Al observar el gráfico 4.32, es posible evidenciar que el motor eléctrico está expuesto a varias causas de fallos, donde se destaca por su alto valor NPR el desgaste en los elementos que conforman los rodamientos.

Es de entenderse que esta causa sea la que posea el mayor valor, ya que, los rodamientos son los elementos que deben soportar las cargas ocasionadas durante el funcionamiento del equipo. De acuerdo a esto para mantener en buen estado el conjunto motor-bomba, es necesario realizar un correcto ensamble de los componentes preocupándose de alinear los ejes, para evitar desgastes prematuros de los rodamientos y el comienzo de vibraciones no deseadas tanto en el motor como en la bomba.

Tabla 70: Modos y causas de los fallos del Motor eléctrico. Fuente: Elaboración propia con FMECA

| Modo de fallo del Motor eléctrico | Causas de los modos de fallo |
|--|--|
| Fallo generalizado | Fractura del eje y/o el rotor |
| | Rotura de la laminación del rotor y el estator |
| | Fallo de los rodamientos delantero y trasero |
| | Fallo de aislamiento eléctrico |
| | Vibración torsional y lateral |
| Fallo de los rodamientos delantero y trasero | Lubricación inapropiada |
| | Montaje incorrecto |
| | Desalineación del eje |
| | Desgaste en los componentes de los rodamientos |
| | Corrosión |
| Sobrecalentamiento | Ventilador de refrigeración dañado |
| | Sobrecarga |
| | Baja magnetización |
| | Desequilibrio en el voltaje |
| Desalineación del eje | Desgaste y envejecimiento |
| | Error de mantenimiento |
| | Corrosión |
| | Fatiga en los rodamientos |

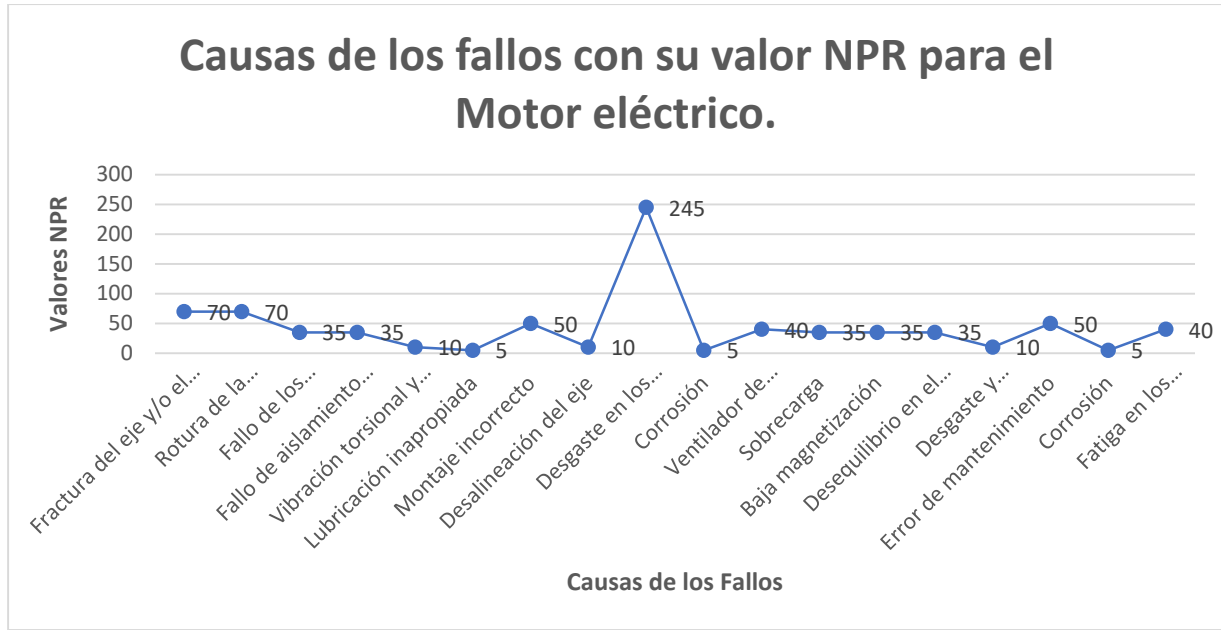


Gráfico 4-32: Causas de los fallos con su valor NPR para el Motor eléctrico. Fuente: Elaboración propia

ANEXO 7: PROPUESTA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Tabla 71: Propuesta de mantenimiento Predictivo. Fuente: Elaboración propia [134] [135]

| Propuesta de Mantenimiento Preventivo para la Turbina Eólica Vestas V100-2MW | | | | | | | | | |
|--|--|----------------------|---------|--------|---------|--------|--------|--------|--|
| Subsistemas | Actividad | Intervalos de tiempo | | | | | | | Observaciones |
| | | 500 horas | 6 meses | 1° año | 2° años | 3° año | 4° año | 5° año | |
| Sistema en general | Inspección de acceso a la torre | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de accesos a góndolas | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección anticorrosión | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de grietas | | x | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de juntas atornilladas estructurales | x | x | x | x | x | x | x | |
| | Reajuste de los pernos de la torre | x | x | x | x | x | x | x | |
| | Reajuste del marco de la góndola | x | | x | x | x | x | x | |
| | Reapriete del deflector | x | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de ascensores | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de extintores | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de superficie antideslizante | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de puntos de anclaje | | | x | x | x | x | x | |
| Inspección de componentes estructurales | | | x | x | x | x | x | | |
| Tren de Poder | Inspeccionar los pernos de la unión cubo y eje principal | x | x | x | x | x | x | x | Realizar inspecciones visuales y análisis de aceite de la transmisión, para buscar picaduras y/o marcas en los |
| | Comprobar los ruidos del rodamiento principal | | x | x | x | x | x | x | |
| | Engrase del rodamiento principal | x | | x | x | x | x | x | |

Anexos

| | | | | | | | | |
|---|---|--|---|---|---|---|---|--|
| Inspección general de la caja de cambios | x | | x | x | x | x | x | engranajes, rastros de virutas u |
| Comprobar estado de los engranajes, rodamientos y cárter | | | x | x | x | x | x | otros componentes en el lubricante. Realizar análisis de vibraciones de manera mensual |
| Reemplazo del filtro (aire) de ventilación de la Caja de cambios. | | | x | x | x | x | x | La lubricación del rodamiento del eje principal, se debe realizar con grasa y el procedimiento se lleva a cabo antes de realizar la lubricación de los sellos de laberinto, esto para mantener la estanqueidad y evitar que el lubricante se escape o se pierda. |
| Inspección general del sistema de refrigeración de la caja de cambios. | | | x | x | x | x | x | |
| Verificación del filtro de aceite del sistema de refrigeración de la caja de cambios. | | | x | x | x | x | x | |
| Sustitución filtro de aceite del sistema de refrigeración de la caja de cambios. | | | x | x | x | x | x | |
| Inspeccionar y limpiar el intercooler | | | x | x | x | x | x | |
| Inspección del acoplamiento eje de alta velocidad (HSS) | x | | x | x | x | x | x | |
| Reapriete acoplamiento (HSS). | x | | x | x | x | x | x | |
| Reapriete de eje de baja velocidad (LSS) | x | | x | x | x | x | x | |
| Verificar nivel de aceite y prueba de aceite | x | | x | x | x | x | x | |
| Comprobar la presión de aceite a la entrada de la transmisión | x | | x | x | x | x | x | |
| Reemplazo del aceite de la caja de cambios | | | | | | | x | |
| Verificar el ajuste, apriete y fugas en las mangueras y conexiones | x | | x | x | x | x | x | |
| Inspección y sustitución de V-ring | | | x | x | x | x | x | |
| Inspección del soportes de la caja de cambios | | | x | x | x | x | x | |

Anexos

| | | | | | | | | | |
|-------------|--|---|---|---|---|---|---|---|--|
| Palas | Inspección del estado exterior de las palas | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar posibles fisuras en la fibra de vidrio | | X | X | X | X | X | X | |
| | Inspección del estado interno de las palas | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección de las conexiones de las palas | | | X | X | X | X | X | |
| | Reapriete de las palas | X | | X | X | X | X | X | |
| Sistema Yaw | Inspección general | | X | X | X | X | X | X | |
| | Inspección del sensor | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección del Motor reductor | X | | X | X | X | X | X | |
| | Sustitución del aceite de los engranajes | | | | | | | X | |
| | Inspección de fugas en el circuito hidráulico | X | | X | X | X | X | X | |
| | Inspeccionar presión del circuito hidráulico | X | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección de la pista | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección de los descansos deslizantes | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección de los descansos de guía | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección del piñón y la corona | | | X | X | X | X | X | |
| | Ajuste de guía inferior | | | X | X | X | X | X | |
| | Ajuste de holgura de piñón y la corona | X | | X | X | X | X | X | |
| | Centrado de la góndola | X | | X | X | X | X | X | |
| | Reajuste del sistema Yaw | X | | X | X | X | X | X | |
| | Engrase de la pista de deslizamiento | | X | X | X | X | X | X | |
| | Engrase de la guía radial | | X | X | X | X | X | X | |
| | Engrase de piñón y la corona Yaw | | X | X | X | X | X | X | |
| | Inspección de pastillas de freno | | | X | X | X | X | X | |
| | Cambio de pastillas de freno | | | X | X | X | X | X | |
| Sistema de | Inspección del disco de freno | | | X | X | X | X | X | |

Anexos

| | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--|---|---|---|---|---|---|---|--|
| | Pruebas del estado del líquido de freno | | | | x | | | | |
| | Cambio del líquido de freno | | | | | | | x | |
| | Cambio de pastillas de freno | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección del caliper y el descanso del freno | | | x | x | x | x | x | |
| | Revisión en busca de fugas | x | | x | x | x | x | x | |
| | Reapriete del freno de estacionamiento | x | | x | x | x | x | x | |
| sistema hidráulico | Verificar estado del depósito hidráulico | | | x | x | x | x | x | |
| | Verificar fijación de los componentes del sistema | x | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección del correcto funcionamiento de los motores y bombas hidráulicas | x | | x | x | x | x | x | |
| | Verificar el correcto estado del líquido hidráulico, nivel y limpieza | x | x | x | x | x | x | x | |
| | Verificación del estado de los filtros | | | x | x | x | x | x | |
| | Sustitución de filtros de aceite | | | x | x | x | x | x | |
| | Sustitución del aceite | | | | | | | x | |
| | Inspección de fugas | x | x | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de la presión del sistema | | | x | x | x | x | x | |
| | Sustitución del filtro de ventilación | | | x | x | x | x | x | |
| Eléctrico, Sensor y Control | Inspección de los sensores | | | x | x | x | x | x | |
| | Verificar estado de cables y conexiones | x | | x | x | x | x | x | |
| | Reapriete tornillos del cuadro de control | x | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de botones de emergencia | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección termográfica de las partes eléctricas (cajas y cableado) | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de la instalación de alto voltaje | | | x | x | x | x | x | |

Anexos

| | | | | | | | | | |
|--|--|---|---|---|---|---|---|---|--|
| | Inspección de balizas | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección del detector de humo | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección del detector de hielo | | | X | X | X | X | X | |
| Generador | Inspección general | X | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección sistema automático de alimentación de grasa | X | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar estado de los rodamientos | | X | X | X | X | X | X | |
| | Verificar ruidos en los rodamientos | | X | X | X | X | X | X | |
| | Engrase manual de rodamientos | | X | X | X | X | X | X | |
| | Mantenimiento de conectores rotativos | | X | X | X | X | X | X | |
| | Verificar superficie de contacto de las escobillas | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar conexiones del estator | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar conexiones del rotor | | | X | X | X | X | X | |
| | Reajuste del generador | X | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección y revisión de la caja de conexión | X | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección de las vibraciones del generador | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección de la alineación | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección del soporte | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección del sistema de enfriamiento | | | X | X | X | X | X | |
| Verificar funcionamiento de los ventiladores | | | X | X | X | X | X | | |
| Línea de tierra y Protección | Inspección de protección contra rayos | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar continuidad del sistema | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección de conductores de tierra | | | X | X | X | X | X | |
| Cabina de poder | Inspección general del gabinete eléctrico | | | X | X | X | X | X | |
| | Reapriete conexiones eléctricas de potencia | X | | X | X | X | X | X | |

Anexos

| | | | | | | | | | |
|---------------|---|---|--|---|---|---|---|---|--|
| | Verificar correcta operación de la ventilación | | | x | x | x | x | x | |
| | Verificar filtro de aire | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de la temperatura del gabinete de la energía | | | x | x | x | x | x | |
| Sistema Pitch | Inspección general | x | | x | x | x | x | x | Realizar el cambio del pistón cada 5 años, Por precaución reemplazar los sellos y revisar el estado del vástago |
| | Calibración del Pitch | x | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de los actuadores | | | x | x | x | x | x | Para la lubricación del sistema Pitch se recomienda realizar el cambio de aceite a los primeros dos años de funcionamiento, con su correspondiente muestra para evaluar la condición del sistema. Se considera el cambio del aceite cada cinco años y las revisiones del sistema son cada un año |
| | Inspección del bloque de válvulas | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección del sistema de refrigeración del aceite hidráulico | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección del sistema hidráulico | | | x | x | x | x | x | |
| | Inspección de los flexibles y conexiones | x | | x | x | x | x | x | |
| | Revisión de la bomba hidráulica | | | x | x | x | x | x | |
| | Revisión de filtros | | | x | x | x | x | x | |
| | Cambio de aceite | | | | x | | | x | |
| | Revisión del nivel y estado del aceite | x | | x | x | x | x | x | |
| | Verificar estado del acumulador del aceite hidráulico | | | x | x | x | x | x | |
| | Verificar el estado del buje (Hub) | | | x | x | x | x | x | |

Anexos

| | | | | | | | | | |
|-------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Verificar el estado de los transductores de las palas | | | X | X | X | X | X | |
| Transformador | Inspección general | X | | X | X | X | X | X | |
| | Limpieza del gabinete | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección de componentes y conexiones | X | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección del sistema de seguridad | | | X | X | X | X | X | |
| | Inspección del sistema de enfriamiento | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar estado de los filtros de aire | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar conexiones eléctricas de potencia | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar fuente de alimentación | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar Condensadores | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar resistencias de filtros armónicos | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar resistencias térmicas | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar las protecciones de sobretensión | | | X | X | X | X | X | |
| | Reapriete conexiones eléctricas de potencia | X | | X | X | X | X | X | |
| Fundación y Cimentación | Inspección visual | | | X | X | X | X | X | Pintar la torre para protegerla de la corrosión cada 3 años |
| | Reapriete de tornillos | X | X | X | X | X | X | X | |
| | Cambio de los tornillos de la base de la torre | | | | | | X | | |
| | Verificar correcto estado de la estructura tubular | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar estado de soldadura y bordes | | | X | X | X | X | X | |
| | Verificar estado de la cimentación | | | X | X | X | X | X | |