



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Metodología para mejorar el comisionamiento de plantas nuevas integrando las normas ISO 55000:2014 e ISO 14224:2016, Caso de estudio: Plantas de Generación eléctrica solar fotovoltaica y eólica.

Edwin Adrián Correa Correa

Trabajo final presentado como requisito parcial para obtener el título de:
(Magister en sistemas energéticos)

Director:
Carlos Jaime Franco Cardona

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia

CONTENIDO.

Resumen.	10
Abstract	11
Introducción.....	12
1. Antecedentes.	15
1.2. Conclusiones del capítulo.....	18
2. Marco teórico.....	19
2.1. Relación del sistema de gestión de activos con la gestión organizacional.	20
2.2. Elementos de un Sistema de Gestión de Activos.	20
2.2.1. Contexto de la organización.	21
2.2.2. Liderazgo.....	21
2.2.3. Planificación.....	21
2.2.4. Apoyo.....	21
2.2.5. Operación.	22
2.2.6. Evaluación del desempeño.....	22
2.2.7. Mejora.	22
2.3. Mantenimiento en la gestión de activos físicos norma UNE-EN 16646.	23
2.3.1. La función de mantenimiento.	23
2.3.2. Gestión de los procesos de mantenimiento.....	23
2.4. Relación entre los procesos de mantenimiento y otros procesos del sistema de gestión de activos.	24
2.5. Norma ISO 14224 “Industrias de petróleo y gas natural -Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”	25
2.5.1. Categorías básicas de mantenimiento.	25
2.5.2. Taxonomía.	27
2.6. Gestión del riesgo norma ISO 31000 y valoración del riesgo.	30
2.7. Conclusiones del capítulo.....	31
3. Comisionamiento en el ciclo de vida de los proyectos.	32
3.1. Identificación.....	32
3.2. Formulación.....	32
3.3. Ejecución.	33
3.3.1. Planeación de la ejecución.	33
3.3.2. Diseño.	33
3.3.3. Desarrollo.	34
3.3.4. Pruebas y Puesta en servicio.	34
3.4. Terminación y cierre.....	35
3.5. Conclusiones del capítulo.....	35
4. Energía Eólica.	36
4.1. Zonas con mayor aprovechamiento de potencial eólico en Colombia.....	37

4.2. Generación eléctrica.	39
4.3. Tipos de aerogeneradores.....	40
4.4. Componentes.	40
4.4.1. Buje.	41
4.4.2. Eje principal o eje de baja velocidad.	41
4.4.3. Rodamiento principal.	41
4.4.4. Góndola.	41
4.4.5. Sistemas de orientación “Yaw”.	41
4.4.6. Caja de cambio o multiplicadora.	41
4.4.7. Frenos.	42
4.4.8. Eje secundario o de alta velocidad.	42
4.4.9. Sensores.....	42
4.4.10. Sistemas de refrigeración.	42
4.4.11. Rodamiento mecanismo de orientación.	42
4.4.12. Torre.	43
4.4.13. Frenos mecanismo de orientación.	43
4.4.14. Generador.....	43
4.5. Tasa de fallas en componentes principales turbina onshore y offshore.	43
4.5.1. Cálculo número de prioridad de riesgo (RPN) (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).	44
4.5.2. Tasa de falla de turbinas onshore.	47
4.5.3. Tasa de fallas turbinas eólicas Offshore.	48
4.5.4. Comentarios del artículo.	49
4.6. Evolución.	50
4.7. Contexto.	51
4.7.1. Contexto nacional y nuevos proyectos.	51
4.7.2. Contexto internacional y proyecciones a 2050.	53
4.7.2.1. Energía eólica onshore (Proyectos o plantas construidos en tierra).....	54
4.7.2.2. Energía eólica Offshore (Proyectos o plantas construidos fuera de tierra en alta mar).	57
4.7.3. Desafíos.	59
4.8. Conclusiones del capítulo.....	60
5. Energía Solar Fotovoltaica.....	61
5.1. Radiación solar en la Tierra.	61
5.2. Cantidad de radiación solar.....	62
5.3. Zonas con mayor aprovechamiento de potencial radiación solar en Colombia.....	62
5.4. Energía solar fotovoltaica.....	64
5.5. Funcionamiento.	64
5.6. Componentes.	65
5.6.1. Zona Fotovoltaica.	65

5.6.2. Dispositivos de control.	66
5.6.3. Zona de potencia.	66
5.6.4. Zona de control.....	66
5.7. Tasa de falla en componentes principales planta fotovoltaica.....	66
5.7.1. Ajuste del número de fallas.	67
5.7.2. Número de fallas promedio por capacidad instalada.	68
5.7.3. Número de fallas por kW.....	69
5.7.4. Distribución de fallas.	69
5.7.5. Porcentaje de fallas por elemento afectado.	70
5.7.6. Cálculo de MTBF (Tiempo medio entre fallas).	70
5.7.7. Comentarios del artículo.	71
5.8. Evolución.	71
5.9. Contexto.	72
5.9.1. Contexto nacional.....	72
5.9.2. Contexto internacional y proyecciones a 2050	73
5.9.3. Desafíos.	76
5.10. Conclusiones del capítulo.....	77
6. Revisión de literatura.	78
6.1. La gerencia del mantenimiento: una revisión Dimensión Empresarial (Ardila, J.G., Ardila. M.I., Rodríguez, D. & Hincapié, D.A., 2016).	78
6.2. El rol estratégico de la ingeniería en la gestión de activos (El-Akruti, Dwight, & Zhang, 2013).	78
6.3. Técnicas Avanzadas para la Gestión del Mantenimiento de Activos (de la Fuente, González-Prida, Crespo, Gómez, & Guillén, 2018).....	79
6.4. Integridad de activos, gestión y otros conceptos (Singh, 2017).	79
6.5. Modelos de mantenimiento aplicados a aerogeneradores Una visión global (Merizalde, Hernández-Callejo, Duque-Pérez, & Alonso-Gómez, 2019).....	80
6.6. Una revisión de los sistemas fotovoltaicos: diseño, operación y mantenimiento (Hernández-Callejo, Gallardo-Saavedra, & Alonso-Gómez, 2019).	80
6.7. Conclusiones del capítulo.....	81
7. Objetivos.	82
7.1. General:	82
7.2. Específicos:	82
8. Fases de la Metodología.....	83
8.1. Fase 1 Taxonomía.....	83
8.1.1. Mantenimiento Plantas Nuevas.	83
8.1.2. Categorías de mantenimiento.	83
8.2. Fase 2 Análisis criticidad.....	85
8.2.1. Matriz de criticidad.....	87
8.2.2. Redundancia.	88

8.2.3. Índice de criticidad	88
8.3. Fase 3: Definir estrategia y plan de mantenimiento.....	89
8.3.1. RCM o Reliability Centred Maintenance (Mantenimiento Centrado en confiabilidad).....	89
8.3.2. Funciones y sus estándares de Funcionamiento.....	90
8.3.3. Fallas Funcionales	90
8.3.4. Modos de Falla (Causas de Falla).....	90
8.3.5. Efectos de las Fallas.	90
8.3.6. Consecuencias de las Fallas.	91
8.3.7. TPM o Total Productive Maintenance (Mantenimiento productivo total).	92
8.3.8. Políticas y objetivos del TPM.	92
8.3.9. Pasos del programa de desarrollo de TPM.....	92
8.3.10. Pilares del TPM.	93
8.3.11. Las 5's y el porqué de su importancia en la implementación del TPM (Delgado, 2010).	94
8.3.12. Planes de Mantenimiento.	96
8.4. Fase 4: Alinear el desarrollo del trabajo con la política de gestión de activos existente de acuerdo con la norma ISO serie 50000.	97
8.5. Conclusiones del capítulo.....	97
9. Desarrollo de la Metodología.....	98
9.1. Resultado Fase 1.....	98
9.1.1. Taxonomía y niveles.	98
9.1.1.1. Taxonomía y niveles parque eólico.....	98
9.1.1.2. Taxonomía y niveles parque solar fotovoltaico.....	101
9.1.2. Taxonomía detallada de padres e hijos.	104
9.1.2.1. Taxonomía detallada de parque eólico padres e hijos.	105
9.1.2.2. Taxonomía detallada de parque solar fotovoltaico padres e hijos.	107
9.2. Resultado Fase 2.....	109
9.2.1. Resultado Criticidad parque eólico.	109
9.2.2. Resultado Criticidad parque fotovoltaico.....	111
9.3. Resultado Fase 3.....	113
9.3.1. Resultados RCM eólica.	115
9.3.2. Resultados RCM solar fotovoltaica.....	117
9.4. Resultado Fase 4.....	118
9.4.1. Nivel madurez.....	118
9.4.1.1. Metodología de evaluación SAM.	118
9.4.1.2. Diagnostico gestión de activos.	121
9.4.2. Aporte de las fases al cumplimiento de los objetivos.	121
9.5. Conclusiones del capítulo.....	126
10. Conclusiones y trabajos futuros.....	128

10.1. Conclusiones generales.....	128
10.2. Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos.....	129
10.2.1. Objetivo específico 1.....	129
10.2.2. Objetivo específico 2.....	129
10.2.3. Objetivo específico 3.....	130
10.2.4. Objetivo general.....	130
10.3. Trabajos Futuros.....	130
Referencias	132

Listado de Tablas.

Tabla 1. Centrales de Generación Grupo EPM	16
Tabla 2. Ejemplos de taxonomía	28
Tabla 3. Escala Beaufort.....	36
Tabla 4. Estaciones meteorológicas.....	38
Tabla 5. FMEA calificación ocurrencia de falla en aerogeneradores (Sf).	44
Tabla 6. FMEA calificación severidad de una falla (S).....	44
Tabla 7. FMEA calificación detección de fallas (Sd).....	44
Tabla 8. Valores RPN para subconjuntos de aerogeneradores onshore/offshore.....	45
Tabla 9. Tasa fallas para los subconjuntos de aerogeneradores onshore.....	47
Tabla 10. Tasa fallas para los subconjuntos de aerogeneradores offshore	48
Tabla 11. Generadores adjudicados	52
Tabla 12. Comerciales adjudicados.....	53
Tabla 13. Radiación solar en $[(W/m)]^2$	62
Tabla 14. Grupos Plantas Fotovoltaicas.....	67
Tabla 15. MTBF de los diferentes elementos de la planta fotovoltaica	70
Tabla 16. Probabilidad de falla	88
Tabla 17. Redundancia.....	88
Tabla 18. Pilares de TPM.....	94
Tabla 19. Beneficios 5'S	95
Tabla 20. Taxonomía y niveles parque eólico.....	98
Tabla 21. Taxonomía y niveles parque solar fotovoltaico.	101
Tabla 22. Taxonomía detallada de parque eólico.....	105
Tabla 23. Taxonomía detallada de parque solar fotovoltaico.	107
Tabla 24. Resultado Criticidad parque eólico.	109
Tabla 25. Resultado Criticidad solar fotovoltaico.	111
Tabla 26. Clasificación riesgo	113
Tabla 27. Resultados RCM eólica.....	115
Tabla 28. Resultados RCM solar fotovoltaico.	117
Tabla 29. Requisitos ISO 55001:2014.	119
Tabla 30. Aporte a los requisitos ISO 55001:2014.....	121

Listado de figuras.

Figura 1. Relación de la Gestión organizacional con la gestión de activos.....	20
Figura 2. Relación entre los procesos de mantenimiento y otros procesos del sistema de gestión de activos	25
Figura 3. Categorías de mantenimiento	26
Figura 4. Clasificación de Taxonomía con niveles.....	28
Figura 5. Potencial eólico en Colombia.....	37
Figura 6. Componentes básicos de un aerogenerador.....	40
Figura 7. RPN Onshore	46
Figura 8. RPN Offshore.....	46
Figura 9. Tasa fallas para los subconjuntos de aerogeneradores onshore	48
Figura 10. Tasa fallas para los subconjuntos de aerogeneradores offshore	49
Figura 11. Crecimiento onshore - global a 2050.....	55
Figura 12. Capacidad Instalada onshore (GW)	56
Figura 13. Costos por kW instalado onshore.....	56
Figura 14. Proyección crecimiento offshore - global a 2050	58
Figura 15. Proyección capacidad Instalada offshore (GW).....	58
Figura 16. Costos por kW instalado offshore.....	59
Figura 17. Zonas con brillofigura solar Colombia	63
Figura 18. Potencial radiación solar en Colombia	63
Figura 19. Componentes planta fotovoltaica	65
Figura 20. Número Promedio de fallas	68
Figura 21. Número de fallas promedio por capacidad instalada.....	68
Figura 22. Número de fallas promedio por kW	69
Figura 23. Porcentaje de las fallas	69
Figura 24. Porcentaje de fallas por elemento.....	70
Figura 25. Proyección crecimiento energía solar PV - global a 2050.....	74
Figura 26. Proyección Capacidad Instalada energía solar PV (GW).....	75
Figura 27. Costos por kW instalado plantas solares PV	76
Figura 28. Categorías de mantenimiento	84
Figura 29. Clasificación de Taxonomía con niveles.....	85
Figura 30. Matriz de riesgo	87
Figura 31. Pilares TPM	93
Figura 32. Diagrama decisión RCM	114
Figura 33. Niveles de madurez para la gestión de activos.....	120
Figura 34. Diagrama tipo radar.....	121

Agradecimientos.

A Dios por todas las bendiciones recibidas, a mi futura esposa Ana Cristina Zabala, padres Jaime Alberto Correa y Eugenia Correa Arango, a mi hermana Leidy y sobrino Mathias, por apoyarme en cada sueño que emprendo.

Un agradecimiento especial a EPM me siento muy orgulloso de laborar en una gran empresa, igualmente agradezco por todo el apoyo e interés en la ejecución del presente trabajo a los ingenieros (as): Carlos Jaime Franco Cardona, Germán Caicedo Beltrán, Astrid Ramírez Rodríguez, Carlos Andrade Gómez, Walter del Rio Duque, Carlos Valdelamar Romero.

Resumen.

Las organizaciones en la actualidad buscan el mejoramiento continuo por medio de políticas que apalanquen la estrategia y para llegar a este punto pueden certificarse en alguna norma, bien sea por cumplir con la regulación o como iniciativa propia.

Al definir las políticas, se establecen lineamientos y reglas de negocio que permiten enfocar a todos los niveles que conforman la organización, realizando mediciones de su desempeño en el aporte de los objetivos estratégicos.

Lo anterior no es ajeno a la gestión de activos, certificado alcanzable con el cumplimiento de los requisitos de la norma ISO 55001. El alcance de gestión involucra todos los niveles de la organización que impactan la vida útil de los activos el cual que inicia con la planeación y culmina con la desincorporación de estos, y permite medir el costo de ciclo de vida de los activos como la suma del CAPEX (gastos de capital) y del OPEX (gastos operacionales).

En el CAPEX, el área de proyectos es responsable de los diseños y construcción de la planta, además de realizar el comisionamiento en conjunto con operación y mantenimiento. Lo anterior consiste en cumplir una serie de protocolos, entre los cuales se encuentra la entrega de los planes de mantenimiento asociados a los activos; esta última actividad en la mayoría de las empresas se desarrolla de manera parcial o no se realiza.

Las actividades no realizadas en la etapa del comisionamiento del CAPEX, son asumidas en las etapas de operación y mantenimiento del OPEX, quienes deben seleccionar la estrategia de mantenimiento, taxonomía y criticidad de equipos y en la mayoría de los casos con la planta operando, esto lleva a establecer planes con base en manuales de fabricantes los cuales en la mayoría de los casos, no cuentan con la información suficiente.

Es en este punto es donde toma relevancia la propuesta del presente documento, el cual pretende establecer una metodología de aplicación de las normas ISO 55000:2014 “Gestión de activos” e ISO 14224:2016 “Industrias de petróleo y gas natural -Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”, enfocadas al mantenimiento de nuevos parques de energía solar fotovoltaica y eólica, donde se mejore el comisionamiento, alineado a la política de gestión de activos de la organización, con el fin de que esto permita contar con la información necesaria antes de entrar a operar y mantener la planta (OPEX).

Palabras clave.

ISO 55000:2014, ISO 14224:2016, Estrategia de mantenimiento.

Abstract.

Methodology to improve the commissioning of new plants integrating the ISO 55000:2014 and ISO 14224:2016 standards, Case study: Solar photovoltaic and wind power generation plants.

Organizations are constantly searching for improvement through policies that boost their strategy, to reach this point, they can aim for certifications in norms, whether to comply with a regulation or own initiative.

When defining policies, guidelines and business rules are established so that the whole organization is centered to meet the strategic goals and whose contributions are being measured.

The aforementioned is related to asset management, which is certifiable by complying with the ISO 50001 requirements, this policy involves all the company or organization levels, from design to disposal which allows to measure the lifetime (life span) of an asset, its CAPEX and OPEX.

Regarding CAPEX, the Project division is the responsible for the designs and the construction, also to commissioning together with operation and maintenance. Which consists in complying with a series of protocols, among which is the delivery of maintenance plans associated with the assets; This last activity in most companies is partially or not carried out.

The activities not carried out in the CAPEX commissioning, are assumed by OPEX operation and maintenance, who must select the maintenance strategy, taxonomy and criticality of equipment in most cases with the plant operating, this leads to establishing plans based on manuals of manufacturers, in which in most cases they do not have the necessary information.

At this point is where the proposal in this document gains relevance, which is to establish a methodology to correctly apply different norms for the organization as the asset management ISO 55000:2014 and ISO 14224:2016, the last of which is oriented to the maintenance of solar and wind farms, to improve commissioning and aligning the asset management policy in order to obtain the relevant information before the entrance in operation and management of the power plant (OPEX).

Keywords: ISO 55000:2014, ISO 14224:2016, Maintenance strategy.

Introducción.

La necesidad de las compañías de mejorar sus procesos, para maximizar su competitividad, genera que busquen alternativas para mejorar la calidad de los procesos y servicios. La aplicación de normas que den un marco de referencia ayuda a tener los procesos estandarizados o certificados, ya sea por cumplimiento de un marco regulatorio o por estar un paso adelante de la competencia.

Mantener en vigencia y aplicación los procesos requiere de la participación y compromiso de la alta gerencia con el fin de establecer políticas, lineamientos o reglas de negocio que apalanquen, para toda la organización, la manera procedimental con la cual se desarrollan los diferentes procesos, con su respectiva mejora y sostenibilidad en el tiempo, puesto que de nada vale el cumplimiento de un hito dentro de un proyecto si no se poseen los lineamientos claros para sostenerlo.

Para las grandes organizaciones que cuentan con una planeación estratégica, enfocada en mejorar sus negocios, es importante adoptar procedimientos bajo normas con el fin de cumplir exigencias de regulación o para estandarizar; esto no es ajeno a Empresas Públicas de Medellín que actualmente se encuentra certificada en la norma ISO 9000:2015 “Servicio de operación y mantenimiento para generar energía”, con lo cual apalanca el negocio de energía. Adicionalmente adelanta la implementación de la norma ISO 55000:2014 “Gestión de activos”, dentro de la cual, la taxonomía de equipos se basa en la norma 14224:2016 “Industrias de petróleo y gas natural -Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”. Cabe anotar que no es propósito del presente documento enunciar todas las normas con las cuales cuenta EPM.

Las normas enunciadas anteriormente establecen el objetivo principal del presente documento, el cual consiste en “Establecer una metodología de aplicación de las normas ISO 55000:2014 e ISO 14224:2016 enfocada al mantenimiento de nuevos parques de energía solar fotovoltaica y eólica”.

La política de gestión de activos establece para toda la organización una serie de compromisos con su respectiva hoja de ruta, la cual, en definitiva, debe establecer los componentes y etapas del CAPEX y del OPEX en la gestión de los activos en todo su ciclo de vida dentro de la organización y esto no es ajeno a los activos de Generación Energía, ya que desde el inicio de un proyecto se debe tener toda la información correspondiente a los costos, riesgos y desempeño asociada al CAPEX y posteriormente, al ser entregados los activos para su operación y mantenimiento se continúe con la información y la medición de los costos, riesgos y desempeño correspondientes al OPEX hasta desincorporar el activo y así cumplir con la gestión de todo el ciclo de vida.

En el CAPEX existe un punto muy importante que consiste en que los proyectos deben cumplir los protocolos del comisionamiento o entrega a operación y mantenimiento. Entre las actividades de esta etapa se debe realizar la entrega de los planes de mantenimiento asociados a los activos, sin embargo esta actividad, por la premura de cumplimientos y pólizas, en la mayoría de las empresas se da parcialmente o no se da, lo cual implica que las dependencias de operación y mantenimiento deban operar y mantener los equipos sin los planes adecuados, esto dado a que no se definió la estrategia de mantenimiento, la taxonomía y criticidad de equipos. Estas actividades, al no ser realizadas deben ser asumidas por operación y mantenimiento quienes establecen los planes con base en la información de los manuales dados por fabricante, estos muchas veces no se contienen la información necesaria para establecer las actividades y frecuencias de mantenimiento, ni mucho menos indican cual es la taxonomía de la planta y la criticidad asociada a los equipos.

Es en este punto es donde toma relevancia la propuesta del presente documento, el cual pretender establecer una metodología de aplicación de las normas ISO 55000:2014 “Gestión de activos” e ISO 14224:2016 “Industrias de petróleo y gas natural Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”, enfocada al mantenimiento de nuevos parques de energía solar fotovoltaica y eólica”, para mejorar el comisionamiento, alineado a la política de gestión de activos, con el fin de que esto permita contar previamente con la información necesaria para entrar a operar y mantener la planta (OPEX).

Sin embargo, no es suficiente aplicar las normas antes enunciadas dado que podemos contar con una política de Gestión de Activos, o una taxonomía con su criticidad asociada, pero si no existe un lineamiento que establezca la estrategia de mantenimiento que se debe seguir, tenemos un rompecabezas al que le falta una de sus piezas y es en este punto donde toma relevancia trabajar los anteriores temas como un conjunto y no individualmente.

En el desarrollo del documento se toma como base las siguientes normas y conceptos:

- ISO 55000: Norma Internacional que provee los aspectos generales de la gestión de activos, sus principios y terminología, los requerimientos y la guía de aplicación para la implementación de un Sistema de Gestión de Activos.
- ISO 14224: Estándar para definir taxonomía, categoría de mantenimiento y modos de falla (ISO 14224:2016).
- Criticidad: Término usado para determinar la importancia de una máquina en el proceso productivo. Esta importancia es típicamente basada en una evaluación de las consecuencias que implicarían la falla del equipo en servicio.
- Estrategia de mantenimiento: Método de gestión usado para lograr los objetivos de mantenimiento (EN 13306, 2010).

- Plan de mantenimiento: Conjunto estructurado y documentado de tareas que incluyen las actividades, los procedimientos, los recursos y la duración necesaria para realizar el mantenimiento (EN 13306, 2010).

Los retos que se presentan para llevar a cabo el proyecto son los siguientes:

- Solicitudes de permisos para acceder a información confidencial de la empresa.
- Contar con la información suficiente de los equipos.
- Tiempo y disposición de personal experto para evaluar temas como: criticidad, modos de falla y construcción de los planes.
- Distancia geográfica proyecto en el caso del parque eólico.

El documento se divide en 10 capítulos:

Capítulo 1. Antecedentes: Describe los hechos que anteceden el desarrollo del presente trabajo.

Capítulo 2. Marco teórico: Referencia las normas ISO 55000, UNE-EN 16646, ISO 14224 e ISO 31000, es este. En este se dan algunos conceptos básicos en la gestión de activos y su relación con mantenimiento.

Capítulo 3. Comisionamiento: Es importante definir las fases que conforman al comisionamiento de plantas nuevas, en este capítulo se realiza un resumen de estas fases.

Capítulo 4. Energía eólica y Capítulo 5. Energía solar fotovoltaica: Amplían los conceptos sobre las tecnologías elegidas como caso de estudio. Adicionalmente se realiza una presentación con visión al año 2050 de estas tecnologías.

Capítulo 6. Revisión literatura: Con la elección de varios artículos permite tener una visión general y detallada en la gestión de activos y mantenimiento aplicado a las plantas eólicas y solar fotovoltaica.

Capítulo 7. Objetivos: Representan los entregable en el desarrollo del presente trabajo.

Capítulo 8. Metodología: Marca la hoja de ruta a seguir para obtener los resultados indicados en los objetivos.

Capítulo 9. Desarrollo de la metodología: Aplicación de los elementos de la hoja de ruta indicada en la metodología. Se desarrollan las 4 fases planteadas en el capítulo 8.

1. Antecedentes.

Empresas Públicas de Medellín, más conocida como EPM, es una empresa multilatinista prestadora de servicios públicos domiciliarios creada el 6 de agosto de 1955, organizada bajo la figura “empresa industrial y comercial del estado”, propiedad del municipio de Medellín, como grupo está en seis (6) países: Colombia, Chile, México, Guatemala, El Salvador y Panamá.

Cuenta con siete (7) negocios: Generación de energía, transmisión de energía, distribución de energía, provisión aguas, gestión de aguas residuales, gestión de residuos sólidos y gas natural, con un total de 48 empresas.

En 2003 inició su proceso de crecimiento nacional con la adquisición de CHEC en el departamento de Caldas y EDEQ en el departamento del Quindío. El mismo año hizo su primera incursión internacional en la República de Panamá con la adquisición de la mayoría accionaria de la empresa Hidroecológica del Teribe, que constituyó el proyecto hidroeléctrico Bonyic (EPM, 2017).

En 2009 adquirió las empresas de energía eléctrica CENS y ESSA en el norte de Santander y Santander, departamentos del oriente de Colombia (EPM, 2017).

En 2010 creció en Centroamérica con la adquisición de la sociedad DECA II, que agrupa varias compañías en Guatemala, y continuo en 2011 con Delsur en el Salvador y ENSA en Panamá (EPM, 2017).

En 2013 llegó al mercado chileno con la construcción del parque eólico “Los Cururos”, e ingresó a México con la capitalización de la firma Ticsa. También amplió su portafolio a los servicios de aseo y recolección de residuos sólidos, con la adquisición de Empresas Varias de Medellín, Emvarias (EPM, 2017).

En 2015 adquirió la compañía de Aguas Antofagasta, Adasa, ubicada al norte de Chile (EPM, 2017).

El grupo EPM cuenta con un parque generador de aproximadamente 3666,35 MW de capacidad instalada, según Tabla 1. Con un aporte hidráulico del 83,44%, térmico del 13,06% y eólico del 3,49%, cuenta con 36 plantas de Generación, 12 mayores a 20 MW y 24 menores a 20 MW (EPM, 2017).

Cuatro (4) de sus 36 centrales no usan recurso hidráulico para generar energía eléctrica, actualmente posee dos (2) parques eólicos y dos (2) termoeléctricas. Como se aprecia en la Tabla 1 el porcentaje de participación en energías alternativas es del 3,49%, y en energía solar u otras

tecnologías no posee plantas propias, sin embargo, tiene inversiones en otras empresas especialistas en este tipo de tecnologías (EPM, 2017).

Tabla 1. Centrales de Generación Grupo EPM (EPM, 2018)

Central	Tecnología	Tipo	Negocio	Capacidad Efectiva (MW)
Ayurá	Hidráulica	Menor	Acueducto	18
América	Hidráulica	Menor	Acueducto	0,41
Bello	Hidráulica	Menor	Acueducto	0,35
Campestre	Hidráulica	Menor	Acueducto	0,87
Nutibara	Hidráulica	Menor	Acueducto	0,75
Manantiales	Hidráulica	Menor	Acueducto	3,15
Guatapé	Hidráulica	Mayor	Generación	560
Playas	Hidráulica	Mayor	Generación	207
Guatrón	Hidráulica	Mayor	Generación	512
Porce 2	Hidráulica	Mayor	Generación	405
Porce 3	Hidráulica	Mayor	Generación	700
La Tasajera	Hidráulica	Mayor	Generación	306
Termosierra	Térmica	Mayor	Generación	428
Termodorada	Térmica	Mayor	Generación	51
San Francisco	Hidráulica	Mayor	Generación	135
La Esmeralda	Hidráulica	Mayor	Generación	30
La Ínsula	Hidráulica	Menor	Generación	19
Niquía	Hidráulica	Menor	Generación	19
La Vuelta	Hidráulica	Menor	Generación	11,6
La Herradura	Hidráulica	Menor	Generación	19,8
Pajarito	Hidráulica	Menor	Generación	13,2
Riogrande 1	Hidráulica	Menor	Generación	19
Riogrande Aux	Hidráulica	Menor	Generación	0,3
Jepírachi	Eólica	Menor	Generación	18,4
Caracolí	Hidráulica	Menor	Generación	2,6
Sonsón	Hidráulica	Menor	Generación	18,5
Támesis	Hidráulica	Menor	Generación	1
Cascada	Hidráulica	Menor	Generación	3
Palmas	Hidráulica	Menor	Generación	15
Sancancio	Hidráulica	Menor	Generación	2
Intermedia	Hidráulica	Menor	Generación	0,96
Municipal	Hidráulica	Menor	Generación	1,4
Guacaica	Hidráulica	Menor	Generación	0,86
PCH Porce 3	Hidráulica	Menor	Generación	1,8

Central	Tecnología	Tipo	Negocio	Capacidad Efectiva (MW)
Bonyic	Hidráulica	Mayor	Generación	31,8
Cururos	Eólica	Mayor	Generación	109,6

Como grupo empresarial, EPM no puede perder de vista las nuevas tecnologías que permitan apalancar una de sus líneas de negocio, ya que, si bien es pionera en la generación de energía eólica, con el único parque de esta tecnología en Colombia, de igual forma debe establecer estudios y estrategias que permitan incursionar en nuevas tecnologías como lo es la energía solar fotovoltaica.

El desarrollo de estos proyectos también debe considerarse en la etapa de comisionamiento (CAPEX) el desarrollo de los siguientes temas:

- Alineación a la política de gestión de activos.
- Taxonomía.
- Criticidad.
- Seleccionar la estrategia de mantenimiento.
- Definir los planes de mantenimiento, los cuales deben ser revisados por las dependencias de operación y mantenimiento antes de la entrada en funcionamiento de los equipos ya que no es recomendable dejar esta actividad para el final.

Como referencia se tomarán las normas:

- **ISO 55000:2014:** Norma Internacional que provee los aspectos generales de la gestión de activos, sus principios y terminología, los requerimientos y la guía de aplicación para la implementación de un Sistema de Gestión de Activos.

Se recomienda la aplicación a los activos físicos, sin embargo, puede ser aplicada a otro tipo de activos.

Esta norma no proporciona orientación financiera, contable o técnica para la gestión de activos específicos (ISO 55000,2014).

- **ISO 14224:2016:** Esta norma proporciona una base integral para la recopilación de datos de confiabilidad y mantenimiento en un formato estándar para equipos en todas las instalaciones y operaciones dentro de la industria petroquímica, petróleo y gas natural durante el ciclo de vida operacional del equipo Describe los principios de recopilación de datos y los términos y definiciones asociados que constituyen un "lenguaje de confiabilidad" que puede ser útil para comunicar la experiencia operativa. Los modos de falla definidos los cuales pueden ser usados

como “Tesauro de confiabilidad”, tanto para aplicaciones cualitativas como cuantitativas (ISO 14224, 2016).

- **Estrategia de mantenimiento:** Consiste en elegir la mejor opción de aplicación como puede ser RCM (Mantenimiento centrado en confiabilidad) o TPM (Mantenimiento productivo total), la cual proporcionará una metodología para llegar concretamente a la elaboración de los planes de mantenimiento.

1.2. Conclusiones del capítulo.

Con la entrada de las energías no convencionales de generación de energía se tienen nuevos desafíos en el desarrollo de proyectos que permitan fortalecer las líneas de negocio, aportando al crecimiento de las organizaciones.

Al llevar a cabo la ejecución de nuevos proyectos se tienen retos en todas las fases, estos no son ajenos al comisionamiento de plantas nuevas. En el próximo capítulo se indican los conceptos de varias normas, las cuales proporcionan aportes para la gestión de activos.

2. Marco teórico.

Las organizaciones buscan entre sus estrategias generar valor y para ello eligen tener diferenciadores que apalanquen el cumplimiento de objetivos y que estos a su vez generen beneficios (ISO 50000, 2014). Sin embargo, a todo logro antecede una decisión o un camino, es decir, todo logro conlleva un esfuerzo que involucra a todos los niveles de una organización.

Lo anterior aplica en todo contexto para las organizaciones que eligen en una de sus estrategias implementar la gestión de activos de acuerdo con las normas ISO, sea para el cumplimiento de un requisito o para alcanzar un diferenciador frente a la competencia.

Para el logro de este objetivo la Organización Internacional de Normalización (ISO) publicó en el año 2014 las normas de la serie 55000 para la implementación de un sistema de gestión de activos. Estas normas basan su estructura en siete elementos (ver numeral 3.4) que componen el sistema de gestión de activos.

Dentro de esta serie de normas tenemos:

- **ISO 55000 Aspectos generales, principios y terminología:** Realiza la definición de términos asociados a los activos, la gestión de los activos y por último para el sistema de gestión de activos, además realiza una descripción de los objetivos y beneficios (ISO 50000, 2014).
- **ISO 55001:2014 Gestión de activos -Sistema de gestión - Requerimientos:** Especifica los requisitos para el establecimiento, implementación, mantenimiento de un sistema de gestión para la gestión de activos.

Esta norma puede ser usada en cualquier organización, esta decide sobre cuál o cuáles activos aplicar los estándares (ISO 55001, 2014).

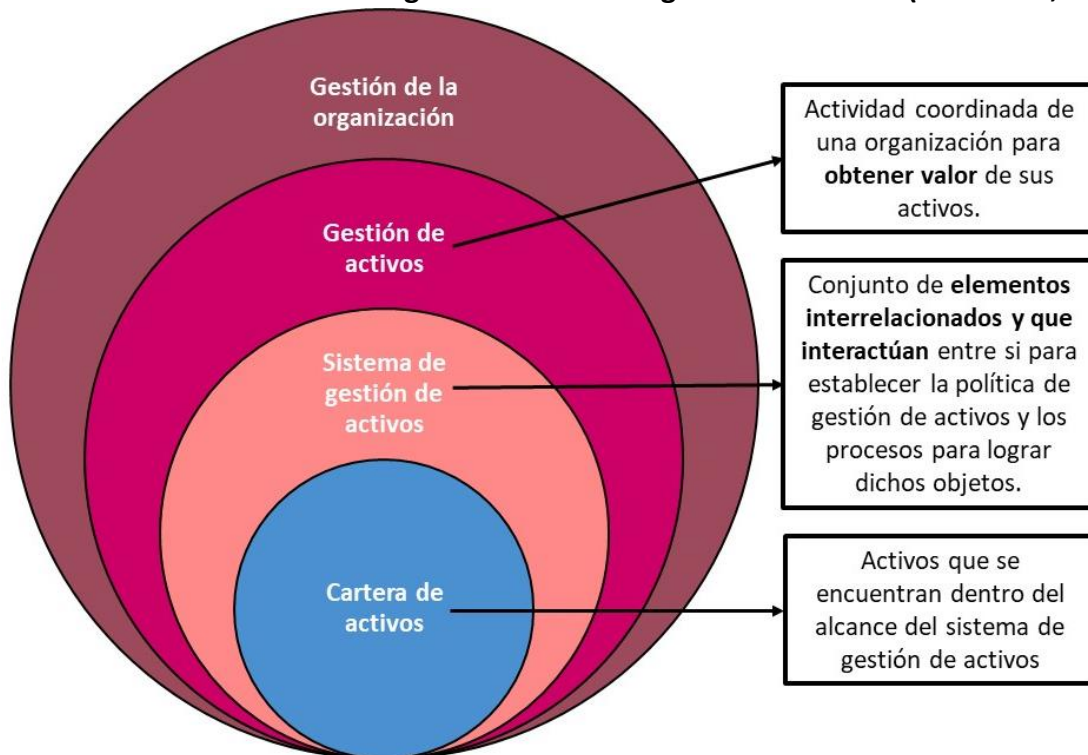
- **ISO 55002:2014 Gestión de activos Sistemas de gestión - pautas para la aplicación de la ISO 55001:** Proporciona una guía para la aplicación de un sistema de gestión para gestión de activos, acorde con los requerimientos de la ISO 55001.

Esta norma clarifica los requerimientos específicos de la norma ISO 55001 y proporciona ejemplos para apoyar la implementación, pero no proporciona orientación para la gestión de activos para casos específicos (ISO 550002, 2014).

2.1. Relación del sistema de gestión de activos con la gestión organizacional.

En las organizaciones un sistema de gestión de activos se utiliza para dirigir, coordinar y controlar las actividades de la gestión de activos. Esto proporciona mejoras en el control de riesgos y en el aseguramiento para alcanzar los objetivos, sin embargo, no todas las actividades de gestión de activos pueden ser formalizada a través de un sistema de gestión de activos. Por ejemplo, aspectos como liderazgo, cultura, motivación, comportamiento, pueden influir en el alcance de los objetivos y la organización debe plantear soluciones fuera del sistema de gestión de activos. La relación entre los términos clave de gestión de activos se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Relación de la Gestión organizacional con la gestión de activos (ISO 55000, 2014).



2.2. Elementos de un Sistema de Gestión de Activos.

La gestión de activos impacta a toda la organización, incluye a todas las partes interesadas tanto externas como internas y puede usarse para enlazar o integrar a todas las actividades y funciones de la organización.

Los procesos de en un sistema gestión de activos requiere el entendimiento de cada de sus elementos, las políticas, planes y procedimientos de integración.

En la ISO 50001 se describen los elementos fundamentales de un sistema de gestión de activos:

Contexto de la organización (ISO 5000:2014, capítulo 4)
Liderazgo (ISO 5000:2014, capítulo 5)
Planificación (ISO 5000:2014, capítulo 6)
Soporte (ISO 5000:2014, capítulo 7)
Operación (ISO 5000:2014, capítulo 8)
Evaluación del desempeño (ISO 5000:2014, capítulo 9)
Mejora (ISO 5000:2014, capítulo 10).

2.2.1. Contexto de la organización.

La organización debe tomar en cuenta el contexto interno y externo. El contexto externo incluye los aspectos social, cultural, ambiente económico y físico, así como el regulatorio, financiero y otras restricciones. El contexto interno incluye la cultura organizacional y medio ambiente, así como la misión, visión y valores organizacionales.

2.2.2. Liderazgo.

Es responsabilidad de la alta gerencia desarrollar la política de gestión de activos, además los objetivos deben estar alineados con los objetivos de la organización. A través del liderazgo debe involucrar a todos los niveles en la planificación, implementación y operación del sistema de gestión de activos.

2.2.3. Planificación.

Los objetivos de la organización proporcionan un contexto y dirección general para las actividades organizacionales, los objetivos son definidos desde la planificación a nivel estratégico de la organización y deben ser documentados en el plan.

La intención de implementar un sistema de gestión de activos es para alcanzar los objetivos organizacionales, de los cuales deben derivarse la política, la estrategia, los objetivos y los planes de gestión de activos. El enfoque de implementación debe documentarse en el plan estratégico de gestión de activos por sus siglas en inglés (SAMP).

2.2.4. Apoyo.

Se requiere el soporte de otros procesos de la organización para lograr los objetivos de gestión. Incluso compartir recursos, coordinar y aplicar estos recursos debe ser un objetivo.

Se debe proporcionar información acerca del desarrollo de los planes de gestión de activos y la evaluación de su efectividad.

Se deben especificar las competencias requeridas para el personal y para esto se requiere el involucramiento de las dependencias de gestión humana.

2.2.5. Operación.

Habilita el direccionamiento, implementación y control de las actividades internas y externas, políticas funcionales y normas técnicas. Los planes deben contar con la retroalimentación dentro del diseño y operación del sistema de gestión de activos.

2.2.6. Evaluación del desempeño.

Se debe establecer la evaluación del desempeño de los activos, su gestión y su sistema de gestión, la medición puede ser directa o indirecta, financiera o no financiera.

La administración y obtención de la información es clave para medir el desempeño. El monitoreo, análisis y evaluación de la información debe ser un proceso continuo y podrá realizarse con recurso interno o externo.

2.2.7. Mejora.

Las oportunidades de mejora pueden ser determinadas a través del monitoreo del desempeño del sistema de gestión de activos y del desempeño de los activos.

Las no conformidades materializadas y potenciales pueden ser identificadas con una revisión de una auditoría interna o externa. Las no conformidades materializadas requieren una acción correctiva, mientras que las potenciales requieren acciones preventivas.

Si bien se realiza una breve contextualización de las normas ISO, se aclara que el propósito del presente documento no es implementar un sistema de gestión de activos, sino utilizar los conceptos y guías de estas normas para establecer la estrategia de mantenimiento que se encuentre alineada con los objetivos de la organización y que ayuden con el desempeño deseado en los equipos.

Con la ayuda de las normas ISO serie 50000 y la norma ISO 14224:2016 “Industrias de petróleo y gas natural -Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”, se tiene un complemento de esta última norma a partir de los “Elementos de un Sistema de Gestión de Activos”.

2.3. Mantenimiento en la gestión de activos físicos norma UNE-EN 16646.

El sistema de gestión del mantenimiento es una parte del sistema de gestión de activos físicos. Las actividades que la gestión del mantenimiento planificado decide e implementa dependen directamente del entorno empresarial y tecnológico de la organización. En un entorno empresarial y tecnológico estable las actividades de mantenimiento tienen diferentes focos en comparación con un entorno empresarial y tecnológico dinámico. Por otra parte, en las primeras etapas del ciclo de vida de un equipo las prioridades de mantenimiento difieren de las prioridades de un equipo envejecido que ha sobrepasado su vida útil prevista (UNE-EN-16646, 2014, p. 11).

2.3.1. La función de mantenimiento.

- Debería tener un papel significativo en el momento de planificar y decidir las soluciones de los activos físicos (sin embargo, un papel menos significativo a nivel de cartera de activos).
- Debería tener capacidad suficiente para afectar alternativas de diseño durante el proceso de inversión para optimizar las actividades del ciclo de vida de la inversión y cumplir los requisitos de seguridad y de carácter ambiental.
- Y debería contribuir al modo de operación de la función de producción en cuestión, para ayudar al conjunto de la organización a optimizar procesos (UNE-EN-16646, 2014, p. 12).

2.3.2. Gestión de los procesos de mantenimiento.

La gestión de los procesos de mantenimiento se basa en las soluciones de gestión de los activos físicos y las políticas, estrategias y planes de gestión de activos que reflejan los objetivos de negocio y los requisitos de la organización. Los requisitos para los procesos y objetivos de mantenimiento surgen de los requisitos de negocio. El proceso de mantenimiento se compone de diferentes subprocesos:

- Estrategia y objetivos de mantenimiento;
- Planificación de actividades de mantenimiento;
- Gestión y desarrollo de capacitación y entrenamiento;
- Implementación del mantenimiento;
- Seguimiento y mejora continua.

Este último compara los objetivos y requisitos del mantenimiento con el desempeño, elabora conclusiones necesarias y planifica las acciones de desarrollo (UNE-EN-16646, 2014, p. 12).

2.4. Relación entre los procesos de mantenimiento y otros procesos del sistema de gestión de activos.

Todos los procesos se organizan para satisfacer las necesidades de la organización, la Figura 2 muestra los procesos principales que se dedican directamente a los objetivos. Estos procesos principales son:

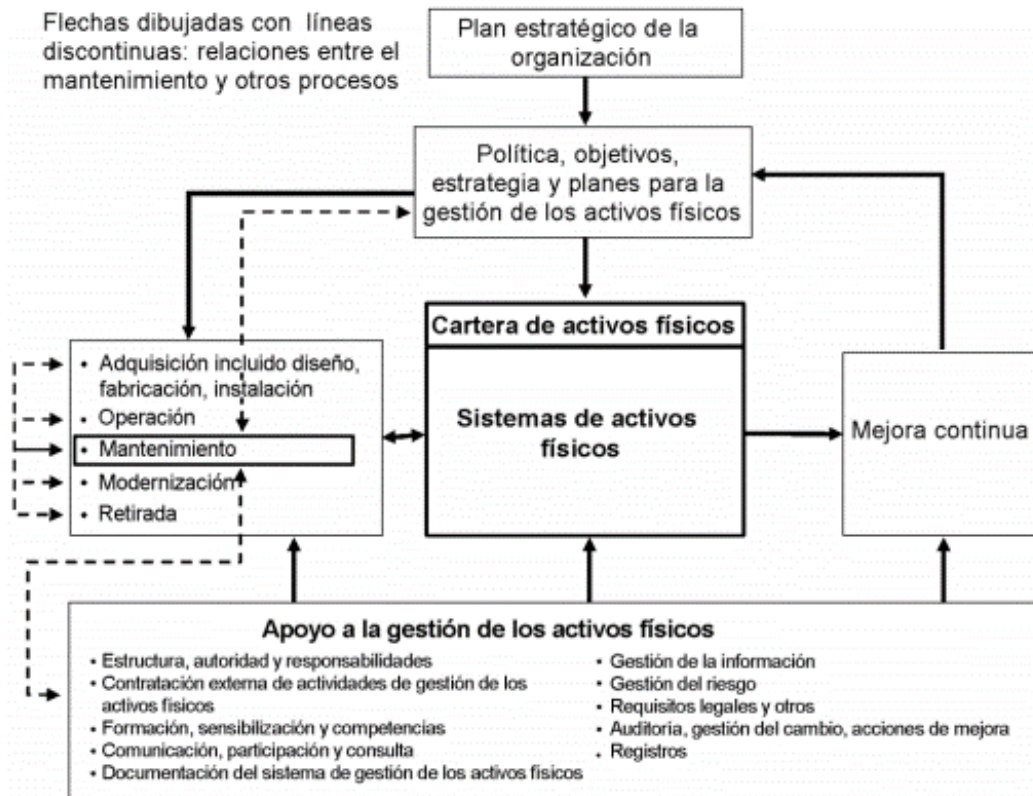
- La adquisición de activos físicos apropiados, si existen en el mercado, para satisfacer las necesidades de la organización, o fabricar los activos físicos si no existen en el mercado en condiciones económicas aceptables.
- La operación de activo para optimizar el valor creado para las organizaciones;
- El mantenimiento de los activos para optimizar el valor creado para las organizaciones;
- La modernización (mejora) de los activos para obtener un valor mayor a lo largo del ciclo de vida global del activo;

Nota: Los procesos de modernización comprenden las mismas etapas del ciclo de vida que el sistema de activos en conjunto.

- Puesta fuera de servicio y/o retirada de los activos cuando se alcanza el fin de la vida útil.
- Además de los procesos principales, los procesos de apoyo, que son generalmente invisibles para los usuarios, sin embargo, son necesarios, proporcionan recursos entre los que se pueden enunciar: recursos humanos, de información, materiales, gestión de información, control de los riesgos, evaluación de la ejecución e identificación de mejoras. Es necesario un proceso de gestión para establecer, implementar y mantener la política, estrategia, objetivos y planes de gestión de los activos físicos.

El mantenimiento es uno de los procesos principales. Está en estrecha relación con todos los otros procesos y es importante para identificar las entradas y salidas a monitorear para comprobar el desempeño del sistema de gestión de activos físicos (UNE-EN-16646, 2014, p. 16, 17).

Figura 2. Relación entre los procesos de mantenimiento y otros procesos del sistema de gestión de activos (UNE-EN-16646:2014).



2.5. Norma ISO 14224 “Industrias de petróleo y gas natural -Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”.

La norma, aunque indica aplicación para la industria de petróleo y gas natural, no limita su aplicación a otras industrias, ya que en su alcance proporciona la ayuda para a recolección de datos para confiabilidad y mantenimiento durante la operación y el ciclo de vida del activo.

De la norma se realizará aplicación de los siguientes contenidos, los cuales serán base para el presente trabajo.

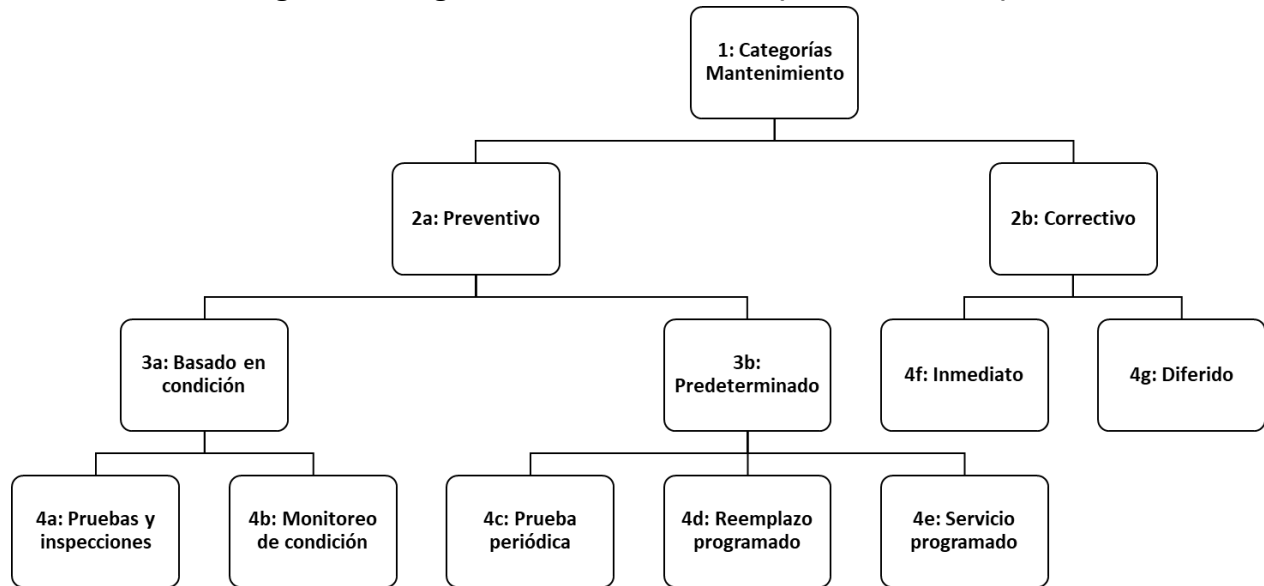
2.5.1. Categorías básicas de mantenimiento.

a) Acción realizada después de que la falla ha ocurrido (mantenimiento correctivo).

b) Acción preventiva de la falla antes de que ocurra (mantenimiento preventivo). Hacen parte de estas acciones las inspecciones y pruebas cuyo fin es verificar la condición del equipo y permitir tomar una decisión sobre la acción de mantenimiento que requiere el equipo.

Nota: La modificación no se encuentra definida dentro de las categorías anteriores, pero es una tarea que se realiza a menudo en mantenimiento, esta puede influir en la confiabilidad y desempeño del equipo.

Figura 3. Categorías de mantenimiento (ISO 14224, 2016).



En el capítulo 7 de la norma española UNE-EN 13306:2010 (Maintenance terminology), se definen los tipos de mantenimientos indicados en la Figura 3.

Mantenimiento preventivo: El mantenimiento se realiza a intervalos predeterminados de acuerdo con el criterio e intenciones de reducir la probabilidad de fallas o degradación de las funciones de un equipo (UNE-EN 13306:2010).

Mantenimiento predeterminado: Mantenimiento preventivo llevado a cabo de acuerdo con los intervalos establecidos de tiempo o número de unidades de uso, pero sin previa investigación (UNE-EN 13306:2010).

Nota: Los intervalos de tiempo o número de unidades de uso pueden establecerse a partir el conocimiento del mecanismo de falla o del equipo.

Mantenimiento basado en condición: Mantenimiento preventivo que incluye la combinación de monitoreo por condición, inspección, pruebas y análisis de las acciones siguientes de mantenimiento (UNE-EN 13306:2010).

Nota: Monitoreo por condición, inspección, pruebas, pueden ser programadas a pedido.

Mantenimiento predictivo: Mantenimiento basado en condición. Se lleva a cabo siguiendo un pronóstico derivado de un análisis repetido o de conocidas características y evaluación de los parámetros significativos de desgaste del equipo (UNE-EN 13306:2010).

Mantenimiento correctivo: Mantenimiento realizado después del reconocimiento de la falla, destinado a poner el equipo en el estado en el cual pueda realizar la función requerida (UNE-EN 13306:2010).

Mantenimiento correctivo diferido: No se realiza inmediatamente después de una detección de fallas, tiene un atraso de acuerdo con las reglas dadas (UNE-EN 13306:2010).

Mantenimiento correctivo inmediato: Se lleva a cabo sin demora después de que se detecta la falla para evitar consecuencias inaceptables (UNE-EN 13306:2010).

Mantenimiento programado: Mantenimiento realizado de acuerdo con una programación establecida (UNE-EN 13306:2010).

Nota: EL mantenimiento diferido también puede ser programado.

2.5.2. Taxonomía.

La taxonomía es una clasificación sistemática de ítems en grupos genéricos basados en factores posiblemente comunes a varios ítems (ubicación, uso, subdivisión de equipos, etc.) Una clasificación de datos relevantes a recolectar de conformidad con el estándar internacional ISO 14224 está representada por una jerarquía como se muestra en Figura 4. Las definiciones para cada segmento se proporcionan más abajo, además de los ejemplos de diferentes flujos del negocio y tipos de equipos, ilustrados en la Tabla 2 (ISO 14224, 2016).

Figura 4. Clasificación de Taxonomía con niveles (ISO 14224, 2016).

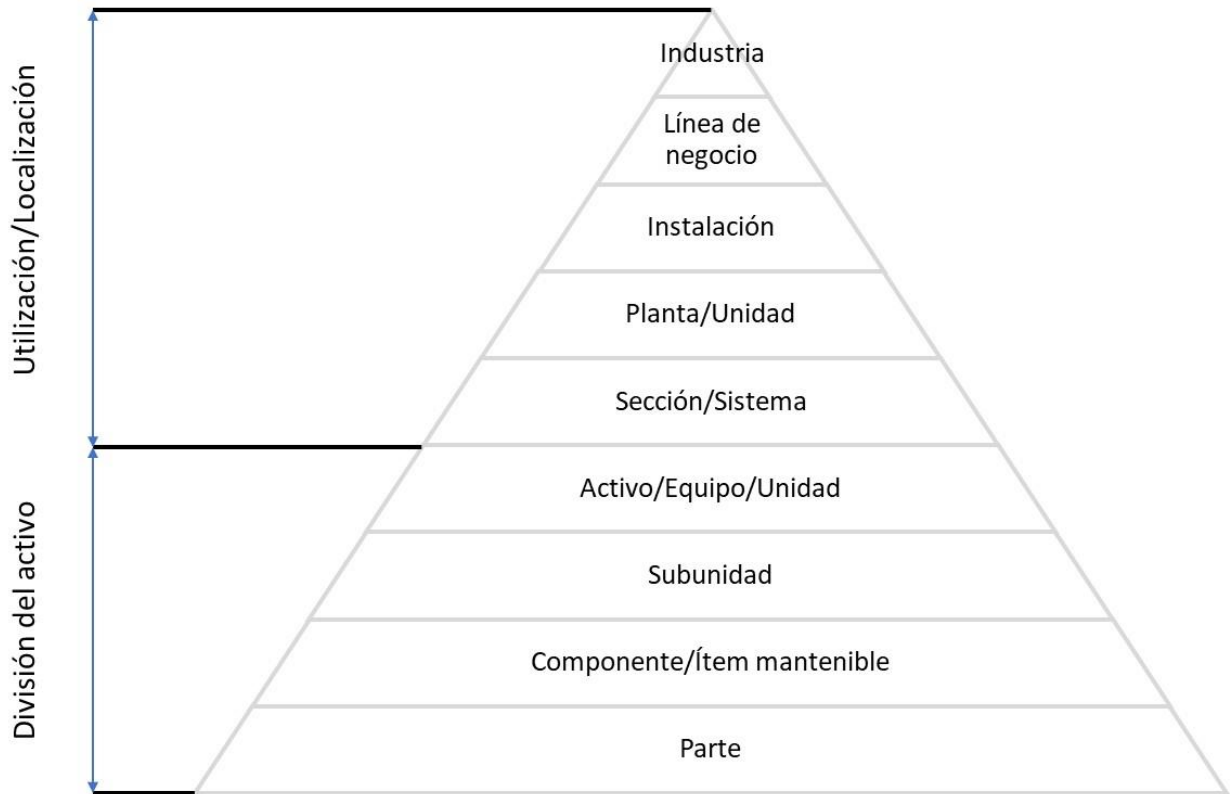


Tabla 2. Ejemplos de taxonomía (ISO 14224, 2016).

<i>Categoría Principal</i>	<i>Nivel Taxonómico</i>	<i>Jerarquía de Taxonomía</i>	<i>Definición</i>	<i>Ejemplos</i>
Datos de uso/ubicación	1	Industria	Tipo de industria principal	Petróleo, gas natural, petroquímica
	2	Categoría de Instalación	Tipo de negocio o flujo de procesos	Upstream (Exploración y Producción), midstream, downstream (refinería) y petroquímica.
	3	Categoría de Instalación	Tipo de instalación	Producción, transporte, perforación de petróleo y gas, LNG, refinería, petroquímica
	4	Categoría de Planta/Unidad	Tipo de planta/unidad de ácido	Plataforma, semisumergible, hidrocrqueo, cráquer de etileno, polietileno, planta de acético, planta de metanol

Categoría Principal	Nivel Taxonómico	Jerarquía de Taxonomía	Definición	Ejemplos
	5	Sección/ Sistema	Sección/sistema principal de la planta	Compresión, gas natural, licuefacción, gasoil de vacío, regeneración de metanol, sección de oxidación, sistema de reacción, sección de destilación, sistema de carga del tanque
Subdivisión de equipos	6	Clase de equipo/ unidad	Clase de equipos similares. Cada clase de equipo contiene unidades de equipos comparables (ej. compresores).	Intercambiadores de calor, compresores, tuberías, bombas, turbinas a gas, boca de pozo submarina y árboles de navidad, botes salvavidas, extrusoras.
	7	Subunidad	Un subsistema necesario para la función del equipo	Subunidad de lubricación, subunidad de enfriamiento, control y monitoreo, subunidad de calentamiento, subunidad de paletización, subunidad de extinción, subunidad de refrigeración, subunidad de reflujo, subunidad de control distribuido
	8	Componente/ Ítem Mantenable (MI) ^a	El grupo de piezas del equipo que comúnmente se mantienen (se reparan/se restauran) como un todo	Enfriador, acoplamiento, caja de engranaje, bomba de aceite de lubricación, circuito de instrumento, motor, válvula, filtro, sensor de presión, sensor de temperatura, circuito eléctrico
	9	Pieza ^b	Una parte individual del equipo	Sello, tubo, carcasa, accionador, junta, placa de filtro, perno, tuerca etc.
<p>a. Para algunos tipos de equipos, es posible que no exista un MI; p.ej. Si la clase de equipos es de tuberías, puede que no haya un MI, pero el componente puede ser el “codo”.</p> <p>b. Este nivel puede ser útil en algunos casos, sin embargo, se considera opcional en este estándar internacional.</p>				

Los niveles uno (1) al cinco (5) representan un alto nivel de categorización en relación con la aplicación en la industria y las plantas, independientemente de los equipos. (Véase nivel 6) involucrados. Esto es porque un equipo (p.ej. bomba) se puede utilizar en muchas diferentes industrias y configuraciones de plantas, y, para analizar la confiabilidad de equipos similares, es necesario tener un contexto operativo. La información taxonómica en estos niveles (1 al 5) deberá incluirse en la base de datos para cada equipo como “datos de uso/ubicación” (Véase Tabla 2) (ISO 14224, 2016).

Los niveles del seis (6) al nueve (9) están relacionados al equipo (inventario) con la subdivisión en niveles jerárquicos inferiores correspondientes a una relación padre – hijo. Este Estándar Internacional se enfoca en el nivel de unidad del equipo (nivel 6) para la recolección de datos de confiabilidad y mantenimiento y también indirectamente en ítems de menor valor, tales como subunidades y componentes. El número de niveles de subdivisión para la recolección de datos de RM depende de la complejidad del equipo y el uso de los datos. Un solo instrumento puede no necesitar de mayor categorización, mientras que varios niveles podrían ser necesarios para un compresor de gran tamaño. Para los datos utilizados en los análisis de disponibilidad, la confiabilidad a nivel de unidad de equipo puede ser los únicos datos requeridos, mientras que un análisis de RCM y de causa de raíz pueden requerir datos acerca del mecanismo de falla en nivel del componente/ítem mantenible, o de las piezas. Este estándar internacional no aborda específicamente el nivel 9 (ISO 14224, 2016).

2.6. Gestión del riesgo norma ISO 31000 y valoración del riesgo.

EL objeto de esta norma es brindar los principios y las directrices genéricas sobre la gestión del riesgo, esta norma puede ser usada por cualquier tipo de empresa.

La norma se puede aplicar durante toda la duración de la organización y sobre un amplio rango de actividades, incluyendo estrategias y decisiones, operaciones, procesos, funciones, proyectos, productos, servicios y activos.

También puede ser aplicada a cualquier tipo de riesgo, cualquiera sea su naturaleza, bien sea que tenga consecuencias positivas o negativas (ISO 31000, 2011).

Para realizar la valoración del riesgo el proceso se puede resumir en 4 pasos.

- Identificación del riesgo: Se debe identificar el riesgo, las áreas de impacto, eventos y causas potenciales. El objetivo es generar un listado de todos los riesgos que pueden comprometer el cumplimiento de los objetivos, en este paso se deben tener en cuenta los posibles efectos colaterales, cascada o acumulativa (ISO 31000, 2018 p.21).

- Análisis del riesgo: Implica el desarrollo y la comprensión del riesgo. Este análisis brinda una entrada para la evaluación del riesgo y para las decisiones si es necesario o no tratar los riesgos y sobre las estrategias y métodos para su tratamiento (ISO 31000, 2018, p.21).
- Evaluación del riesgo: Facilita la toma de decisiones, basado en los resultados de dicho análisis, acerca de cuáles riesgos necesitan tratamiento y prioridad de implementación (ISO 31000, 2018 p.22).
- Tratamiento del riesgo: El tratamiento suministra controles o modifica los riesgos. El tratamiento involucra lo siguiente:
 - ✓ Valoración del tratamiento del riesgo;
 - ✓ Decisión sobre si los niveles del riesgo son tolerables;
 - ✓ Si no lo son, generación de un nuevo tratamiento para el riesgo; y
 - ✓ Valoración de la eficacia de dicho tratamiento.

Con todo lo anterior se debe implementar la mejor metodología para realizar una cuantificación del riesgo y posterior a esto, se debe establecer una mejora continua del proceso.

2.7. Conclusiones del capítulo.

La serie ISO 55000 establece una base de integración para toda la organización; con esto se posibilita el cumplimiento de los requerimientos fundamentales agrupados en los elementos del sistema de gestión de activos: Contexto de la organización, liderazgo, planificación, soporte, operación, evaluación del desempeño y mejora.

Además, se establece el mantenimiento como una parte del sistema de gestión de activos y como este aporta desde los siguientes estándares:

- UNE-EN 16646:2014: Establece la relación de mantenimiento con gestión de activos y otros procesos.
- ISO 14224:2016: Permite identificar cuales activos posee la organización.
- ISO 31000: Brinda los principios sobre la gestión del riesgo.
- Comisionamiento: Reglas de negocio y buenas prácticas que deben ser implementadas en todos los proyectos nuevos. En el próximo capítulo se indican las fases más importantes que lo conforman.

3. Comisionamiento en el ciclo de vida de los proyectos.

El ciclo de vida de un proyecto está constituido por etapas, que a su vez contienen varias fases, las cuales varían de acuerdo con las necesidades de gestión y control de cada organización. El ciclo de vida permite administrar el proyecto desde su inicio hasta su desincorporación (EPM, 2019).

En las etapas formulación, ejecución y terminación se desarrollan actividades asociadas con el comisionamiento de los proyectos.

A continuación, se presentan las etapas del ciclo de vida del proyecto y se describen las actividades de comisionamiento que se desarrollan en cada una ellas:

3.1. Identificación.

En términos generales, en la identificación se conceptualiza acerca de qué es el proyecto, qué se quiere hacer y de qué trata, todo ello, para aportar a la toma de decisiones con respecto a si se debe abordar o no la formulación del proyecto. La identificación permite que éste sea conocido por la organización en su fase inicial e inscrito en el banco de proyectos. Incluye varios aspectos, entre ellos, los ambientales y sociales, análisis con y sin proyecto, orientados a precisar la iniciativa y ubicarla en el contexto de la organización (EPM, 2019).

3.2. Formulación.

En este estado se obtiene información más detallada y se evalúa la decisión de aprobar y ejecutar el proyecto. Consiste en preparar el proyecto mediante una serie de estudios que permitan levantar la información necesaria para determinar la magnitud de las inversiones, costos y beneficios, además de la medición de la viabilidad a nivel financiero, económico, ambiental y social. En conclusión, permite precisar con mayor detalle el proyecto, en cuanto a alcance, costo, tiempo, riesgos y valor agregado (EPM, 2019).

Actividades de la etapa:

- Estructuración técnica.
- Analizar las necesidades de recursos para la operación y mantenimiento de la infraestructura.
- Establecer capacitaciones de nuevas tecnologías en los objetos de los contratos.
- Estimar equipo de comisionamiento (roles y procesos).
- Consulta de pólizas aplicables.

3.3. Ejecución.

Consiste en la materialización de lo descrito en la formulación, siempre y cuando el proyecto. Incluye las fases de planeación de la ejecución, diseño, desarrollo y puesta en servicio del proyecto (EPM, 2019).

La ejecución contiene las siguientes fases.

3.3.1. Planeación de la ejecución.

Consiste en la formalización del inicio de la ejecución del proyecto a través del acta de constitución y la planificación detallada de todas las actividades necesarias para ejecutarlo, considerando las premisas del caso de negocio y la triple restricción: alcance, costo, tiempo; a partir de lo cual se detallan las líneas base, entregables y demás planes subsidiarios requeridos, todo lo anterior enmarcado en el Plan General del proyecto (EPM, 2019).

Actividades de comisionamiento en la fase:

- Conformar el equipo de comisionamiento.
- Reunión informativa a los involucrados en el proyecto.
- Documentar el equipo de comisionamiento.
- Documentar los entregables y criterios de aceptación del proyecto.
- Identificar actividades y entregables del cronograma relacionadas con el comisionamiento.
- Programar visitas por parte de quien recibe el proyecto, durante la construcción y montaje.
- Constituir pólizas (si aplica) de acuerdo con lo especificado en la formulación y validar garantías.

3.3.2. Diseño.

Consiste en la elaboración de ingeniería de detalle requerida para cumplir con los entregables del proyecto, a través de los estudios y diseños técnicos, ambientales, sociales y prediales; lo cual, permite elaborar el componente técnico para la contratación de bienes y servicios (EPM, 2019).

Actividades de comisionamiento en la fase:

- Consultar criterios o recomendaciones a las personas designadas para el comisionamiento.
- Validar las adquisiciones y las necesidades de capacitaciones.

- Ajustar necesidades de repuestos y materiales.
- Elaborar protocolos de pruebas y puestas en servicio.
- Elaborar manuales de operación.
- Informar contratos de suministros especiales requeridos para la operación de nuevas tecnologías.
- Informar obligaciones y compromisos derivados de estudios y diseños que quedan asociados a opera y mantener.
- Socializar los estudios y diseños.
- Estructurar documento de matrícula de los activos con base en la taxonomía y estructura establecida.

3.3.3. Desarrollo.

Consiste en la ejecución de los diseños de detalle a través de la construcción de obras civiles y montaje de equipos electromecánicos, teniendo en cuenta restricciones técnicas y del entorno (ambiental, social, predial, político, entre otros) para viabilizar dichas actividades (EPM, 2019).

Actividades de comisionamiento en la fase:

- Notificar al equipo de comisionamiento fechas de puesta en servicio y cierre.
- Realizar entrega de manuales y planos al equipo de comisionamiento.
- Realizar capacitaciones asociadas a la operación de los activos.
- Informar al equipo de comisionamiento los compromisos y obligaciones que quedan asociados a operar y mantener.
- Definir y socializar los permisos requeridos para las pruebas y puesta en servicio.
- Realizar las visitas programadas desde la planeación de la ejecución.
- Diligenciar documento de matrícula de los activos con base en la taxonomía y estructura establecida.
- Realizar análisis de criticidad a equipos.
- Establecer estrategia de mantenimiento y elaborar planes de mantenimiento de equipos con base en el análisis de criticidad.
- Realizar control y seguimiento a las pólizas del proyecto.

3.3.4. Pruebas y Puesta en servicio.

Consiste en la verificación de la infraestructura construida mediante visitas para la entrega/recepción del proyecto y la realización de pruebas individuales y del sistema intervenido para asegurar que la infraestructura instalada (activos) cumpla, responda y funcione correctamente según lo requerido por el proyecto. Posteriormente, se realiza la puesta en marcha del proyecto (EPM, 2019).

Actividades de comisionamiento en la fase:

- Realizar pruebas y puesta en servicio.
- Registrar los resultados en los protocolos de pruebas y puesta en servicio.
- Validar la información contenida en los protocolos de pruebas y puesta en servicio.
- Realizar traslado de los activos a operación, con base en la taxonomía establecida.
- Realizar visitas técnicas y verificar cumplimientos con base en la planeación de la ejecución.

3.4. Terminación y cierre.

Consiste en la verificación del cumplimiento y calidad de los entregables pactados desde la planeación de la ejecución, entrega del producto del proyecto y su documentación, así como el cierre formal de todas las actividades asociadas al proyecto: logístico, financiero, administrativo. Incluye la activación contable de los activos del proyecto (EPM, 2019).

Actividades de la fase:

- Realizar cierre administrativo.
- Realizar cierre financiero.
- Realizar cierre logístico.
- Validar el cierre de pendientes identificados en las visitas técnicas.
- Evaluar indicadores.
- Elaborar y entregar acta de cierre y sus anexos.

3.5. Conclusiones del capítulo.

El ciclo de vida de los proyectos son un conjunto de etapas establecidas de forma secuencial o superpuestas, y son seleccionadas de acuerdo con las necesidades de la organización. Con el desarrollo de las etapas se establece la hoja ruta y sus principales hitos.

En el capítulo siguiente se abordan las plantas objeto de estudio del presente trabajo.

4. Energía Eólica.

El viento es aire en movimiento, una forma indirecta de la energía solar. Este movimiento de las masas de aire se origina por diferencias de temperatura causada por la radiación solar sobre la superficie terrestre. Cuando el aire se calienta su densidad se hace menor y por lo tanto las capas suben, mientras que las capas frías descienden. Así se establece una doble corriente de aire, cuya velocidad es mayor mientras mayor sea la diferencia de temperatura entre las capas (UPME, 2003).

La energía eólica es la que está presente en forma de energía cinética en las corrientes de aire o viento.

Para el aprovechamiento energético del viento es esencial realizar una valoración energética del recurso disponible en una localidad y una caracterización de su comportamiento. Las estimaciones del recurso eólico se basan en algunas estrategias útiles como son la recolección de información, las cuales permiten obtener datos de manera real con el fin de determinar la disponibilidad del recurso y sus niveles de velocidad en los diferentes meses del año (UPME, 2003).

Para conocer la velocidad del viento, observando los efectos de éste en la naturaleza, la Tabla 3 indica la Escala de Beaufort, con la que se puede obtener una medida aproximada de su velocidad en metros/segundo. Mientras mayor sea el conocimiento de la velocidad que el viento tiene en una región, los costos de explotación del recurso disminuyen (UPME, 2003).

Tabla 3. Escala Beaufort (UPME, 2003).

Número de Beaufort	Denominación	Descripción	Velocidad del viento (m/seg)
0	Calma	El humo asciende verticalmente	0 - 0.2
1	Aire ligero	El humo indica la dirección del viento	0.6 - 1.5
2	Brisa ligera	Caen las hojas de los árboles, comienzan a moverse los molinos de los campos	1.6 - 3.3
3	Brisa suave	Se agitan las hojas, ondulan las banderas	3.4 - 5.4
4	Brisa moderada	Levanta polvo y papeles; mueve ramas pequeñas	5.5 - 7.9
5	Brisa dura	Pequeños movimientos de los árboles, superficie de los lagos ondulada	8.0 - 10.7
6	Brisa fuerte	Las ramas grandes se mueven	10.8 - 13.8

Número de Beaufort	Denominación	Descripción	Velocidad del viento (m/seg)
7	Ventarrón moderado	Se dificulta caminar	13.9 - 17.1
8	Ventarrón duro	Desprende ramas de los árboles	17.2 - 20.7
9	Ventarrón fuerte	Daña chimeneas y techos	20.8 - 24.4
10	Vendaval	Arranca árboles	24.5 - 28.4
11	Tormenta	Produce grandes daños	28.5 - 32.6
12	Huracán	El más destructor de todos los vientos	> de 32.7

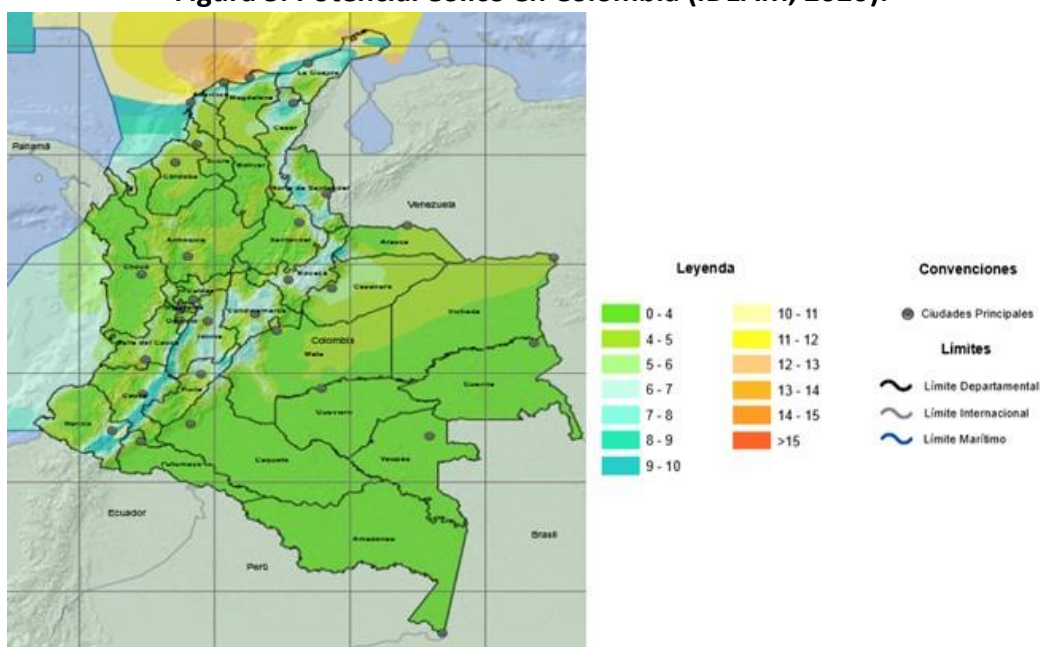
4.1. Zonas con mayor aprovechamiento de potencial eólico en Colombia.

La consulta se realizó en el atlas interactivo desarrollado por el IDEAM (Instituto de hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales), con las siguientes variables:

- Velocidad promedio del viento anual.
- 50 metros de altura m/s.

Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 5, en la cual se puede observar que la zona norte cuenta con un gran potencial eólico. Parte del mar caribe y el departamento de La Guajira tienen, según la escala, una velocidad de 11-12 m/s (IDEAM, 2020).

Figura 5. Potencial eólico en Colombia (IDEAM, 2020).



En la Tabla 4, se indican las estaciones meteorológicas reportadas por el IDEAM, en esta se puede apreciar la ubicación y la elevación con la cual se toman los datos (IDEAM, 2020).

Tabla 4. Estaciones meteorológicas (IDEAM, 2020).

No.	Nombre	Departamento	Municipio	Latitud	Longitud	Elevación
1	Aeropuerto Vásquez Cobo	Amazonas	Leticia	-4,19	-69,94	84
2	Urrao	Antioquia	Urrao	6,32	-76,14	1850
3	Arboletes	Antioquia	Arboletes	8,85	-76,42	4
4	Aeropuerto José María Cordova	Antioquia	Rionegro	6,17	-75,43	2073
5	Aeropuerto Otú	Antioquia	Remedios	7,01	-74,72	718
6	Hacienda Cotove	Antioquia	Santa Fe de Antioquia	6,53	-75,83	530
7	Aeropuerto Olaya Herrera	Antioquia	Medellín	6,22	-75,59	1490
8	Aeropuerto Arauca	Arauca	Arauca	7,07	-70,74	128
9	Repelón	Atlántico	Repelón	10,50	-75,12	10
10	Aeropuerto Ernesto Cortissoz	Atlántico	Soledad	10,88	-74,78	14
11	Base Naval	Atlántico	Barranquilla	11,00	-74,78	5
12	Aeropuerto El Dorado	Bogotá D.c.	Bogotá D.c.	4,71	-74,15	2547
13	Galerazamba	Bolívar	Santa Catalina	10,79	-75,26	20
14	Aeropuerto Rafael Nuñez	Bolívar	Cartagena	10,45	-75,52	2
15	Aeropuerto Baracoa	Bolívar	Magangué	9,28	-74,85	18
16	Carmen de Bolívar	Bolívar	El Carmen de Bolívar	9,72	-75,11	152
17	Nueva Florida	Bolívar	María La Baja	9,94	-75,35	13
18	Sincerín	Bolívar	Arjona	10,14	-75,28	10
19	Villa Carmen	Boyacá	Samaca	5,51	-73,50	2600
20	Surbata Bonza	Boyacá	Duitama	5,80	-73,07	2485
21	U P T C	Boyacá	Tunja	5,55	-73,36	2690
22	Belencito	Boyacá	Nobsa	5,78	-72,89	2530
23	Sierra Nevada Cocuy	Boyacá	Guican	6,41	-72,37	3716
24	Instituto Agropecuario de Macanal	Boyacá	Macanal	4,94	-73,32	1300
25	Valencia	Cauca	San Sebastián	1,90	-76,67	2900
26	Motilonia Codazzi	Cesar	Agustin Codazzi	10,00	-73,25	180
27	Aeropuerto Alfonso López	Cesar	Valledupar	10,44	-73,25	138
28	Aeropuerto El Caraño	Chocó	Quibdó	5,69	-76,64	53
29	Turipana	Córdoba	Cereté	8,84	-75,80	20
30	Universidad de Córdoba	Córdoba	Montería	8,79	-75,86	15
31	Aeropuerto los Garzones	Córdoba	Montería	8,83	-75,83	20
32	Tibaitatá	Cundinamarca	Mosquera	4,69	-74,21	2543
33	Parque Arqueológico	Huila	San Agustín	1,89	-76,29	1800
34	Resina	Huila	Guadalupe	1,91	-75,68	2102

No.	Nombre	Departamento	Municipio	Latitud	Longitud	Elevación
35	Los Rosales	Huila	Campoalegre	2,62	-75,42	553
36	Hidrobetania	Huila	Campoalegre	2,71	-75,42	500
37	Aeropuerto Benito Salas	Huila	Neiva	2,95	-75,29	439
38	San Alfonso	Huila	Villavieja	3,37	-75,11	440
39	La Legiosa	Huila	Colombia	3,31	-74,70	1476
40	Aeropuerto Almirante Padilla	La Guajira	Riohacha	11,53	-72,92	4
41	La Mina	La Guajira	Hatonuevo	11,14	-72,62	80
42	Aeropuerto Simón Bolívar	Magdalena	Santa Marta	11,13	-74,23	4
43	Carimagua	Meta	Puerto Gaitán	4,57	-71,34	200
44	La Libertad	Meta	Villavicencio	4,06	-73,47	336
45	Aeropuerto Vanguardia	Meta	Villavicencio	4,16	-73,62	423
46	Unillanos	Meta	Villavicencio	4,08	-73,58	340
47	Granja El Mira	Nariño	Tumaco	1,55	-78,70	16
48	Obonuco	Nariño	Pasto	1,20	-77,30	2710
49	Aeropuerto Antonio Nariño	Nariño	Chachagui	1,39	-77,29	1816
50	Aeropuerto San Luis	Nariño	Aldana	0,86	-77,68	2961
51	Aeropuerto Camilo Daza	Norte de Santander	Cúcuta	7,93	-72,51	250
52	Iser Pamplona	Norte de Santander	Pamplona	7,37	-72,65	2340
53	Aeropuerto Sesquicentenario Automática	San Andrés	San Andrés	12,59	-81,70	1
54	Aeropuerto El Embrujo	San Andrés	Providencia	13,35	-81,35	1
55	Aeropuerto Yariguies	Santander	Barrancabermeja	7,03	-73,81	126
56	Universidad Industrial De Santander	Santander	Bucaramanga	7,14	-73,12	1018
57	Aeropuerto Palonegro	Santander	Lebrija	7,12	-73,18	1189
58	Primates	Sucre	Coloso	9,53	-75,35	200
59	Aeropuerto La Florida	Sucre	San Marcos	8,70	-75,18	30
60	Majagual	Sucre	Majagual	8,54	-74,64	22
61	Anchique	Tolima	Natagaima	3,57	-75,11	415
62	Aeropuerto Perales	Tolima	Ibagué	4,43	-75,15	928
63	Aeropuerto Planadas	Tolima	Planadas	3,17	-75,67	1355
64	Palmira Ica	Valle Del Cauca	Palmira	3,51	-76,32	1050
65	Aeropuerto Farfán	Valle Del Cauca	Tuluá	4,09	-76,22	955
66	Aeropuerto Buenaventura	Valle Del Cauca	Buenaventura	3,82	-76,99	14
67	Las Gaviotas	Vichada	Cumaribo	4,55	-70,93	171
68	Aeropuerto Puerto Carreño	Vichada	Puerto Carreño	6,18	-67,49	50

La energía eólica puede transformarse principalmente en energía eléctrica por medio de aerogeneradores, o en fuerza motriz empleando los comúnmente llamados molinos de viento (UPME, 2003).

4.2. Generación eléctrica.

Bajo el nombre de turbinas eólicas (aerogeneradores) se designan diferentes sistemas para aprovechar mecánicamente la energía contenida en el viento. En general, son máquinas rotativas

de diferentes tipos, tamaños y conceptos, en los que el dispositivo de captación (rotor) está unido a un eje (UPME, 2003).

4.3. Tipos de aerogeneradores.

Hay varios criterios para clasificar estas turbinas. Si se clasifican por la posición del eje, se agrupan como de eje horizontal o eje vertical. Si se clasifican por el tipo de aprovechamiento de la energía del viento, entonces se tienen rotores de accionamiento por arrastre y por sustentación (UPME, 2003).

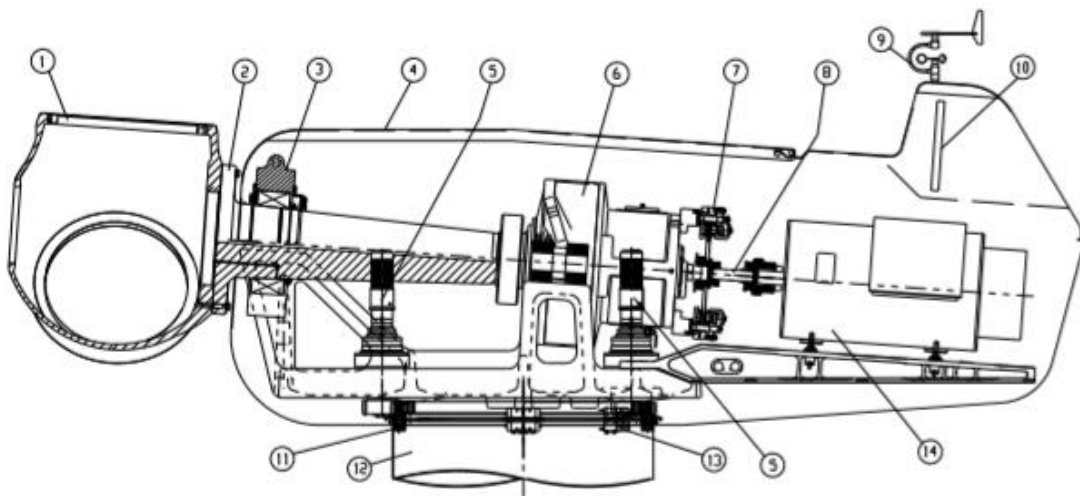
Las plantas de generación eléctrica con sistemas eólicos a gran escala se denominan parques eólicos. Estos son lugares en donde se instalan varios aerogeneradores y se conectan de manera apropiada para suministrar energía eléctrica que puede ser interconectada a una red (UPME, 2003).

Para el presente documento se toman como referencia aerogeneradores horizontales onshore.

4.4. Componentes.

En el mercado se encuentran varios esquemas que en definitiva poseen en común los mismos elementos, en otras marcas se encuentran dos rodamientos principales, o en el caso de otras, sin caja multiplicadora.

Figura 6. Componentes básicos de un aerogenerador (Nordex 1998, 2003).



4.4.1. Buje.

En un aerogenerador, el buje es el componente que conecta las palas al eje principal, transmitiéndole la potencia extraída del viento, e incluye los mecanismos de regulación del ángulo de paso. Es centro del rotor donde se encastran las palas y mediante el cual la potencia captada por el rotor se transmite al eje principal (Nordex 1998, 2003).

El buje transmite la energía desde el rotor hasta el generador. Si la turbina eólica posee caja multiplicadora, el buje se conecta al árbol de baja velocidad de la caja multiplicadora, convirtiendo la energía del viento en energía rotacional. Si la turbina es de conexión directa, el buje transmite la energía directamente al generador (Nordex 1998, 2003).

4.4.2. Eje principal o eje de baja velocidad.

Conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 kW el rotor gira muy lento, entre unas 19-30 r.p.m. El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos (Nordex 1998, 2003).

4.4.3. Rodamiento principal.

Soporta el eje de baja velocidad (Nordex 1998, 2003).

4.4.4. Góndola.

Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina.

La góndola del aerogenerador protege a todos los componentes ante las inclemencias del tiempo, a la vez que aísla acústicamente el exterior del ruido producido por la máquina (Nordex 1998, 2003).

4.4.5. Sistemas de orientación "Yaw".

El mecanismo de orientación mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento (Nordex 1998, 2003).

4.4.6. Caja de cambio o multiplicadora.

En el eje de transmisión se coloca a menudo un multiplicador de una o varias etapas entre el rotor que extrae la energía cinética del viento y la convierte en energía mecánica de rotación y el

generador eléctrico que convierte la energía mecánica disponible en eléctrica (Nordex 1998, 2003).

4.4.7. Frenos.

Casi todos los aerogeneradores incorporan frenos a lo largo del eje de transmisión como complemento al freno aerodinámico. En muchos casos, además de actuar como "frenos de parking" e impedir que el rotor gire cuando el aerogenerador está fuera de servicio, los frenos mecánicos son capaces de detener el rotor en condiciones meteorológicas adversas (Nordex 1998, 2003).

4.4.8. Eje secundario o de alta velocidad.

Permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina (Nordex 1998, 2003).

4.4.9. Sensores.

Veleta y anemómetro, se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s (18 km/h) (Nordex 1998, 2003).

El controlador detendrá el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s (90 km/h), con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación (Nordex 1998, 2003).

4.4.10. Sistemas de refrigeración.

Los sistemas de refrigeración contienen un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Contiene una unidad refrigerante por aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua (Nordex 1998, 2003).

4.4.11. Rodamiento mecanismo de orientación.

Permite la orientación de la góndola (Nordex 1998, 2003).

4.4.12. Torre.

La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor (Nordex 1998, 2003).

4.4.13. Frenos mecanismo de orientación.

No permiten el movimiento de la góndola "Yaw", se inactivan en el momento que el sistema de orientación de góndola se activa (Nordex 1998, 2003).

4.4.14. Generador.

El generador es el encargado de convertir la energía mecánica en energía eléctrica (Nordex 1998, 2003).

4.5. Tasa de fallas en componentes principales turbina onshore y offshore.

De acuerdo con "An FMEA¹ Based Risk Assessment Approach for Wind Turbine Systems: A Comparative Study of Onshore and Offshore" (Shafiee & Dinmohammadi, 2014): La metodología tradicional de FMEA ha sido ampliamente utilizada por los fabricantes de conjuntos de aerogeneradores para analizar, evaluar y priorizar los modos de falla potenciales y conocidos. Sin embargo, una breve revisión de la literatura muestra que solo unos pocos investigadores han trabajado para mejorar la metodología tradicional FMEA para hacerla más práctica para los sistemas de turbinas eólicas (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

En el artículo se consideran dieciséis subconjuntos y componentes con mayores probabilidades de falla y consecuencias graves: sistema de frenos, cables, caja de cambios, generador, bastidor principal, eje principal, carcasa de góndola, sistema de paso, convertidor de potencia, rodamientos de rotor, palas de rotor, cubo del rotor, tornillos, torre, transformador, sistema de orientación (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

Puede ser evidente que no todos estos componentes pueden estar disponibles en algunos tipos de sistemas de aerogeneradores (Shafiee & Dinmohammadi, 2014). Además, se parte del supuesto de que ambas turbinas poseen el mismo sistema de monitoreo por condición (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

En los siguientes pasos se indican los resultados.

¹ FMEA (Análisis de modos de fallas y efectos).

4.5.1. Cálculo número de prioridad de riesgo (RPN) (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

La metodología se aplicó para aerogeneradores con capacidad de 2MW, en esta se utilizó escalas de cuatro puntos para la calificación de ocurrencia (ver Tabla 5), la calificación de gravedad (ver Tabla 6) y la detección de una falla (ver Tabla 7) para representar las prioridades de riesgo de las sesenta y cuatro combinaciones (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

Tabla 5. FMEA calificación ocurrencia de falla en aerogeneradores (Sf) (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

Rango	Descripción	Criterio
1	Nivel E (extremadamente improbable)	La probabilidad de ocurrencia de un solo modo de falla es menor que 0.001.
2	Nivel D (remoto)	La probabilidad de ocurrencia de un solo modo de falla es mayor que 0.001 pero menor que 0.01.
3	Nivel C (ocasional)	La probabilidad de ocurrencia de un solo modo de falla es mayor que 0.01 pero menor que 0.10.
5	Nivel A (frecuente)	La probabilidad de ocurrencia de un solo modo de falla es mayor que 0.10.

Tabla 6. FMEA calificación severidad de una falla (S) (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

Rango	Descripción	Criterio
1	Categoría IV (menor)	Se puede generar electricidad, pero se requiere reparación urgente.
2	Categoría III (marginal)	Reducción de la capacidad de generar electricidad.
3	Categoría II (crítica)	Pérdida de capacidad para generar electricidad.
4	Categoría I (catastrófica)	Daño importante en a la turbina.

Tabla 7. FMEA calificación detección de fallas (Sd) (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

Rango	Descripción	Criterio
1	Casi seguro	Los métodos de monitoreo actuales casi siempre desertarán la falla.
4	Alta	Alta Probabilidad para detectar la falla con los métodos de monitoreo actuales.
7	Baja	Los métodos de monitoreo actuales tienen una probabilidad baja para detectar la falla.
10	Casi imposible	No se conocen métodos de monitoreo disponibles para detectar la falla.

Del cruce de los anteriores tablas se obtiene como resultado final el número de prioridad de riesgo (RPN), que se define como el producto de la ocurrencia (O), gravedad (S) y detección (D) de una falla, es decir, $RPN = O \times S \times D$, los datos se encuentran consignados en la Tabla 8 (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

Tabla 8. Valores RPN para subconjuntos de aerogeneradores onshore/offshore (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

ID	Subconjunto	Algunos componentes	Onshore					Offshore				
			Sf	S	Sd	RPN	Rank	Sf	S	Sd	RPN	Rank
1	Sistema freno	Disco freno, resortes, Motor	2	1	7	14	13	2	2	7	28	11
2	Cables	Cable	2	2	1	4	15	2	3	1	6	14
3	Caja multiplicadora	Piñones, Bomba, intercambiador de calor, mangueras	3	4	7	84	2	5	3	7	105	2
4	Generador	Eje, rodamientos, rotor, estator, bobina	3	3	7	63	4	5	2	7	70	5
5	Controlador principal	-	2	3	4	24	10	2	4	4	32	10
6	Eje principal	Eje, rodamientos, acoples	2	2	7	28	9	3	2	7	42	8
7	Góndola	Góndola	2	3	1	6	14	2	3	1	6	14
8	Sistema Pitch	Motor Pitch, Engranajes	2	3	7	42	7	2	4	7	56	7
9	Convertidor de poder	Interruptor, cable, bus DC	2	4	7	56	5	3	4	7	84	4
10	Rodamientos rotor	-	2	2	4	16	11	2	3	4	24	12
11	Palas rotor	Palas	5	2	7	70	3	5	3	7	105	2
12	Buje rotor	Buje, Freno aerodinámico	3	3	4	36	8	5	2	4	40	9
13	Pernos y sujeciones	Pernos y sujeciones	2	1	1	2	16	2	1	1	2	16
14	Torre	Torre, Fundaciones	5	3	7	105	1	5	4	7	140	1
15	Transformador	-	3	4	4	48	6	5	3	4	60	6
16	Sistema orientación	Controlador, motores	2	2	4	16	11	2	2	4	16	13

En la Figura 7 y Figura 8, se aprecia el ranking de acuerdo al resultado obtenido en la Tabla 8 (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

Figura 7. RPN Onshore (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

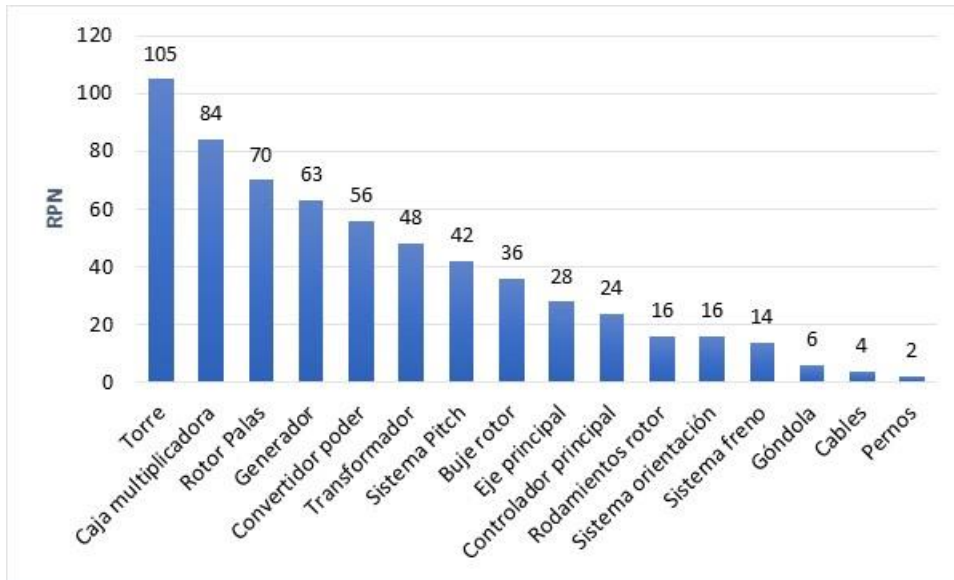
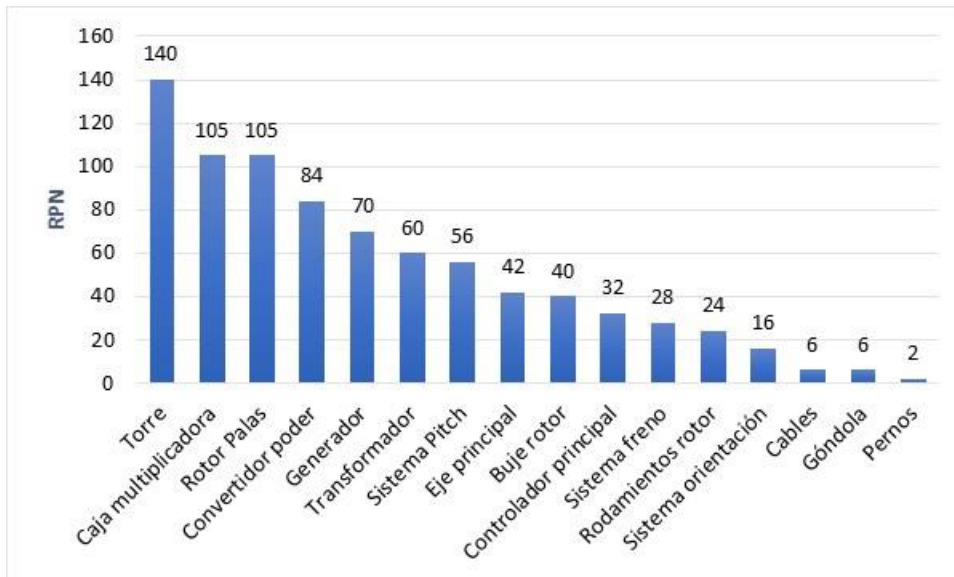


Figura 8. RPN Offshore (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).



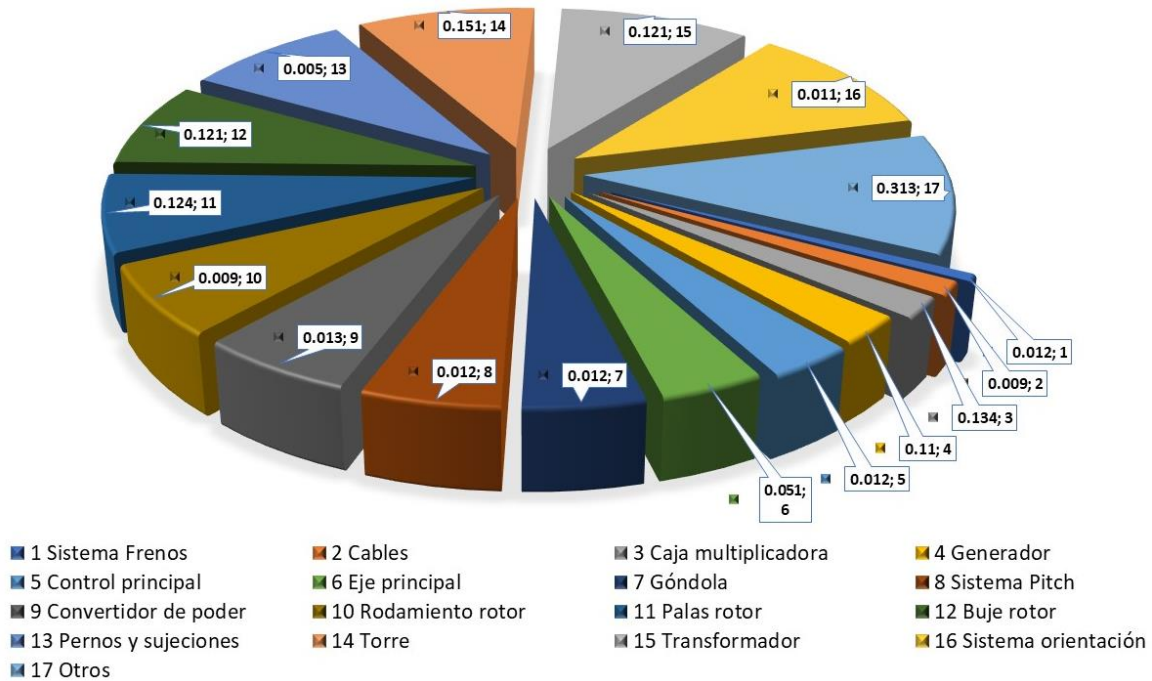
En la Tabla 9 y la Tabla 10 se indican las tasas de fallas de los dieciséis subconjuntos y componentes, para mejor observación se llevan a la Figura 9 y Figura 10 (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

4.5.2. Tasa de falla de turbinas onshore.

Tabla 9. Tasa fallas para los subconjuntos de aerogeneradores onshore (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

ID	Subconjunto	Tasa de fallas (1/año)
1	Sistema Frenos	0.012
2	Cables	0.009
3	Caja multiplicadora	0.134
4	Generador	0.110
5	Control principal	0.012
6	Eje principal	0.051
7	Góndola	0.012
8	Sistema Pitch	0.012
9	Convertidor de poder	0.013
10	Rodamiento rotor	0.009
11	Palas rotor	0.124
12	Buje rotor	0.121
13	Pernos y sujeciones	0.005
14	Torre	0.151
15	Transformador	0.121
16	Sistema orientación	0.011
	Otros	0.313
	λ Onshore	1.22

Figura 9. Tasa fallas para los subconjuntos de aerogeneradores onshore (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).



4.5.3. Tasa de fallas turbinas eólicas Offshore².

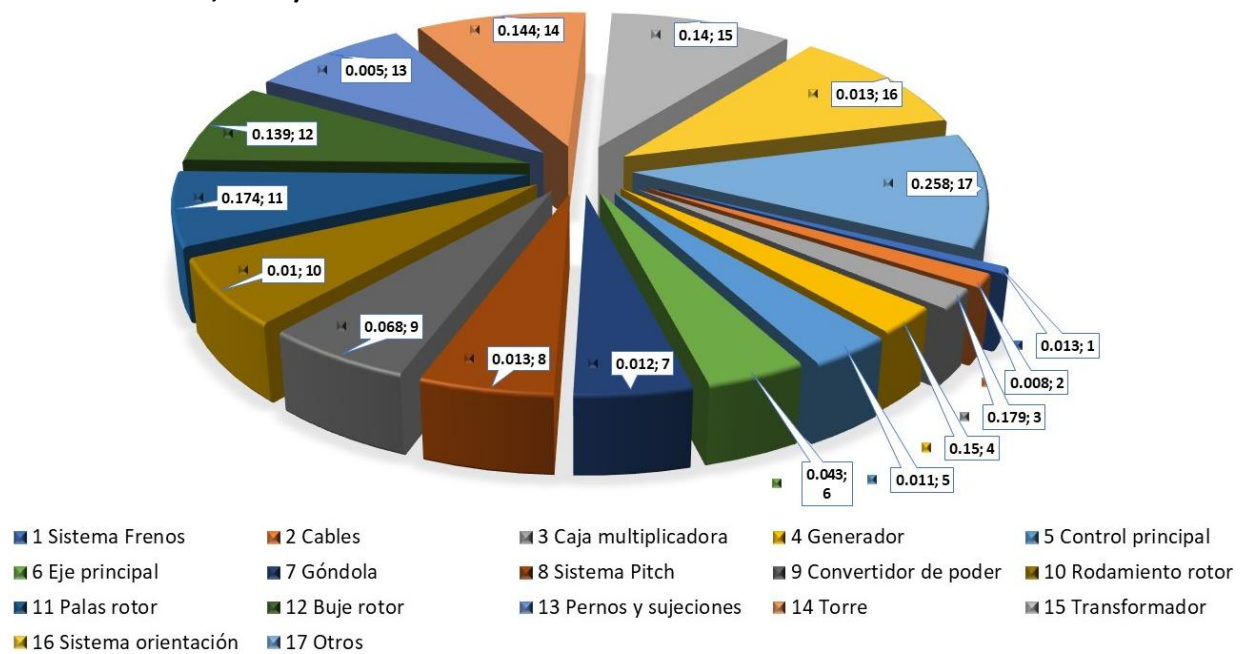
Tabla 10. Tasa fallas para los subconjuntos de aerogeneradores offshore (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

ID	Subconjunto	Tasa de fallas (1/año)
1	Sistema Frenos	0.013
2	Cables	0.008
3	Caja multiplicadora	0.179
4	Generador	0.150
5	Control principal	0.011
6	Eje principal	0.043
7	Góndola	0.012
8	Sistema Pitch	0.013
9	Convertidor de poder	0.068
10	Rodamiento rotor	0.010
11	Palas rotor	0.174
12	Buje rotor	0.139

² Plantas construidas fuera de tierra “alta mar”.

ID	Subconjunto	Tasa de fallas (1/año)
13	Pernos y sujeciones	0.005
14	Torre	0.144
15	Transformador	0.140
16	Sistema orientación	0.013
Otros		0.258
λ Offshore		1.38

Figura 10. Tasa fallas para los subconjuntos de aerogeneradores offshore (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).



4.5.4. Comentarios del artículo.

Con este artículo se evidencia la importancia de establecer un análisis de la criticidad de equipos que componen el parque eólico, complementando con la tasa de fallas se puede elaborar un plan de mantenimiento que permita cubrir los modos de falla de los equipos.

De lo anterior es preciso comentar que no importa el método establecido para hallar la taxonomía o la criticidad, lo importante es establecer las acciones que permita conocer estos aspectos aplicados a los equipos.

Si bien no es objetivo del presente trabajo el obtener o estudiar la tasa de falla de los equipos que componen un parque eólico, es importante conocer esta variable, ya que con esto se puede definir la relevancia y prioridad para mantenimiento.

4.6. Evolución.

A partir del desarrollo de los primeros aerogeneradores se observan las siguientes evoluciones en su desarrollo:

- Aumento en el diámetro del rotor y la altura del cubo para acceder a mayor potencia. Incluso en zonas con menores velocidades de viento se instalan aerogeneradores con rotores más grandes (IRENA, 2019).

Es probable que este tipo aerogeneradores tengan un costo de capital más alto en el CAPEX por MW de capacidad nominal en comparación con las existentes. Una mayor fiabilidad y facilidad de mantenimiento disminuirían el gasto operativo (OPEX) y aumentarían la producción de energía, reduciendo aún más el costo de la energía (IRENA, 2019).

- Innovación en el diseño y los materiales de las palas del rotor: la investigación se centra en mejorar los perfiles y materiales aerodinámicos de las palas para maximizar la producción de energía y reducir los costos de operación y mantenimiento (O&M).

Los materiales innovadores para las turbinas eólicas son fundamentales para mejorar el rendimiento, especialmente en entornos hostiles y corrosivos, como desiertos o mares, y para limitar la erosión (Windtrust, 2016).

- Aerogeneradores “Smart/intelligent”: La revolución digital aporta nuevas tecnologías para el monitoreo y control. El objetivo es mejorar el mecanismo de pronóstico (utilizando big data e inteligencia artificial) y las regulaciones automáticas de las turbinas, para maximizar la producción total de energía (Windtrust, 2016). Esto es crucial para reducir los costos no planificados debido a fallas (Wood Mackenzie, 2019a).

La digitalización ha permitido una gestión proactiva de la operación de los equipos online, lo que ha ayudado a controlar los daños futuros, traduciendo estos gastos aparentes en ahorros que finalmente han ampliado la vida útil de los parques eólicos. El análisis predictivo puede tomar datos del sensor de una turbina eólica para controlar el desgaste y predecir con un alto grado de precisión cuándo la turbina necesitaría mantenimiento (IRENA, 2019).

Con la ayuda de la inteligencia artificial se puede lograr la mejora en eficiencias, en pro de reducir los costos de mantenimiento y aumentar la producción (IRENA, 2019).

- Smart Grid, con esta incorporación se coordina la producción y el consumo de energía y equilibrar internamente las fluctuaciones (IRENA, 2019).
- Electrónica de potencia: Para aportar optimización y confiabilidad, en el medio existe un desarrollo que protege estos equipos de la humedad, reduciendo las fallas por condensación y acumulación de agua (IRENA, 2019). Además, se están probando e implementando algoritmos predictivos avanzados para mejorar las actividades de mantenimiento reduciendo a partir de conteos las fallas (detectando las fallas antes de que ocurran, mediante el monitoreo de estado de los módulos) y haciendo que la electrónica de potencia funcione incluso en condiciones húmedas (IRENA, 2019).
- Energía híbrida: Para superar el problema de intermitencia que surge de la naturaleza variable de la energía eólica, y para mantener la fiabilidad y el funcionamiento continuo del sistema de energía en tiempos de baja disponibilidad de recursos, una solución sería combinar los sistemas eólicos con otras fuentes de generación renovables, como la energía solar fotovoltaica, tecnologías hidroeléctricas o de almacenamiento (baterías), o con tecnologías emergentes como el hidrógeno (IRENA, 2019).
- Turbinas voladoras: desarrollo de soluciones eólicas en el aire (dispositivos de turbinas voladoras con un 90% menos de masa que las turbinas eólicas tradicionales y con la capacidad de generar energía a bajas velocidades del viento a altitudes superiores a 300 metros), (IRENA, 2019).

4.7. Contexto.

4.7.1. Contexto nacional y nuevos proyectos.

En Colombia solo existe un solo parque eólico, llamado Jepírachi, que significa vientos del nordeste (vientos que vienen del nordeste en dirección del Cabo de la Vela) en el idioma Wayuunaiki, la lengua nativa Wayuu. Es el primer parque para la generación de energía eólica construido en Colombia. Se localiza en la región nororiental de la Costa Atlántica colombiana, entre las localidades del Cabo de la Vela y Puerto Bolívar, inmediaciones de Bahía Portete, en el municipio de Uribe (EPM, s.f).

Tiene una capacidad instalada de 19,5 MW de potencia nominal, con 15 aerogeneradores de 1,3 MW cada uno, sometidos a los vientos alisios que soplan casi todo el año en esta parte de la península, a un promedio de 9,8 metros por segundo. Las máquinas están distribuidas en dos filas de ocho y siete máquinas respectivamente, en un área aproximada de un kilómetro de largo en dirección paralela a la playa y 1,2 kilómetros de ancho al norte de la ranchería Kasiwolin y al occidente de la ranchería Arutkajui (EPM, s.f).

El parque entró en operación comercial plena el 19 de abril de 2004, y hace parte de un programa mayor para el aprovechamiento de la energía eólica en la Alta Guajira.

Jepírachi está registrado como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. Fue uno de los primeros proyectos MDL firmados en el país y uno de los primeros en todo el mundo, lo cual se constituye en un hito importante en la historia del mercado del carbono (EPM, s.f).

Mediante la circular externa No. 046-2019, publicada en la fecha 23 de octubre de 2019, la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), publicó el resultado de la subasta para energías renovables, propiamente para plantas eólicas y solares (UPME, 2019).

La Subasta de Contratos de Energía de Largo Plazo No. 02-2019 contó, en total, con la participación de 20 generadores y 23 comercializadores calificados, es decir, aquellos que cumplieron con todos los requisitos de precalificación establecidos para dicho mecanismo (UPME, 2019).

La subasta cerró con un precio promedio ponderado de asignación de \$95,65 kilovatio hora. En desarrollo del proceso de adjudicación, la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció como tope máximo individual el precio de 200 \$/kWh y como tope máximo promedio el precio de 160 \$/kWh (UPME, 2019).

La demanda objetivo determinada por el Ministerio de Minas y Energía fue de 12.050,5 MWh-día. El total de energía asignada fue de 10.186 MWh-día (UPME, 2019).

Como resultado de este mecanismo, se asignaron responsabilidades de generación a ocho proyectos adjudicados con una capacidad efectiva total de 1.298 MW de capacidad instalada, 5 eólicos y 3 solares; los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera: El 17,39% corresponde a solar fotovoltaica y el 82,61% a eólica, en términos de energía de (UPME, 2019).

En el proceso, quedaron con asignación 7 empresas generadoras y 22 comercializadoras (UPME, 2019), ver Tabla 11 y Tabla 12.

Tabla 11. Generadores adjudicados (UPME, 2019).

	Generador	Nombre del proyecto
1	Trina Solar Generador Colombia - San Felipe S.A.S E.S.P	CSF Continua San Felipe 90 MW
2	Trina Solar Generador Colombia - Cartago S.A.S E.S.P	CSF Continua Cartago 99 MW
3	Trina solar generador Colombia - Campano S.A.S E.S.P	Proyecto parque solar el Campano
4	Eolos Energía S.A.S E.S.P	BETA

Generador		Nombre del proyecto
5	Vientos del Norte S.A.S E.S.P	ALPHA
6	Jemeiwaa KA'I S.A.S E.S.P	Parque eólico casa eléctrica de 180 MW
7	Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P	Eólico Camelia y Eólico Acacias 2

Tabla 12. Comerciales adjudicados (UPME, 2019).

Comercializadores	
1	Electrificadora del Huila S.A E.S.P
2	Codensa S.A E.S.P
3	Ruitoque S.A E.S.P
4	Electrificadora del Caribe S.A E.S.P
5	Centrales Eléctricas de Nariño S.A E.S.P
6	Electrificadora del Caquetá S.A E.S.P
7	Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P
8	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P
9	Empresas Públicas de Medellín E.S.P
10	Electrificadora de Santander S.A E.S.P
11	Empresa de energía del Quindío S.A E.S.P
12	Empresa de energía del Pereira S.A E.S.P
13	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P
14	Empresas de Energía de Boyacá S.A E.S.P
15	Electrificadora del Meta S.A E.S.P
16	Profesionales en Energía S.A E.S.P
17	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A E.S.P
18	Celsia Tolima S.A E.S.P
19	Empresa de Energía de Pacífico S.A E.S.P
20	Compañía de Electricidad de Tuluá S.A E.S.P
21	Ecopetrol Energía S.A.S E.S.P
22	Vatia S.A E.S.P

4.7.2. Contexto internacional y proyecciones a 2050.

Las crecientes preocupaciones sobre el cambio climático, los efectos sobre la salud de la contaminación del aire, la seguridad energética y el acceso a la energía, junto con los volátiles precios del petróleo en las últimas décadas, han llevado a la necesidad de producir y usar alternativas de tecnología baja en carbono, como las energías renovables. La energía eólica ha sido una tecnología renovable pionera en las últimas décadas. En términos de capacidad instalada total, la energía eólica es la tecnología de energía renovable líder después de la energía

hidroeléctrica, con más de medio teravatio instalado a nivel mundial a fines de 2018. Junto con la energía solar, el viento también dominó las adiciones totales de capacidad renovable, con alrededor de 43 GW de capacidad eólica agregada globalmente en 2018 (IRENA, 2019).

A continuación, se resume a 2050 la tendencia onshore y offshore de la energía eólica.

4.7.2.1. Energía eólica onshore (Proyectos o plantas construidos en tierra).

El despliegue de las energías renovables se ha acelerado desde 2010, alcanzando niveles récord y superando las adiciones anuales de capacidad de energía convencional en muchas regiones. Entre todas las tecnologías de energía renovable, la energía eólica, después de la energía hidroeléctrica, ha dominado la industria de las energías renovables durante muchas décadas. A finales de 2018, la capacidad instalada acumulada global de energía eólica onshore alcanzó 542 GW (IRENA, 2019).

La energía eólica ha aumentado a una tasa de crecimiento anual compuesto promedio (CAGR) de más del 21% desde 2000 (IRENA, 2019).

Teniendo en cuenta la amplia disponibilidad de recursos, el gran potencial de mercado y la competitividad de los costos, se espera que la energía eólica onshore impulse el crecimiento general de las energías renovables en varias regiones durante la próxima década (IRENA, 2019).

Durante las próximas tres décadas, las instalaciones de energía eólica onshore necesitarían tener una tasa anual de más del 7% (Figura 11). Esto implica que la capacidad instalada total de la energía eólica onshore crecería más de tres veces para 2030 (a 1787 GW) y casi diez veces para 2050, cerca de 5044 GW, en comparación con 542 GW en 2018 (IRENA, 2019).

Europa fue el facilitador clave para las instalaciones eólicas mundiales durante los primeros años. En 2010, la región representó el 47% de las instalaciones globales. La Unión Europea (UE) tuvo un año récord en 2018 en términos de financiamiento de nueva capacidad eólica, con casi 16.7 GW de futuros proyectos de energía eólica que lograron la Decisión de Inversión Final. Se invirtieron casi USD 29.400 millones en nuevos parques eólicos en 2018 (WindEurope, 2019).

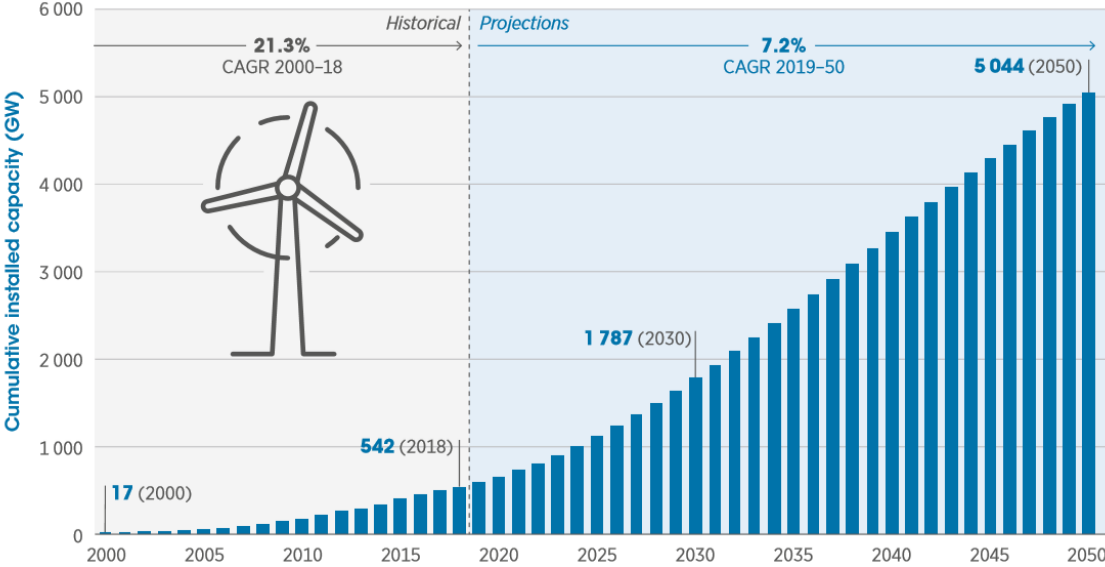
Asia, Desde 2010, se ha observado un rápido despliegue, especialmente en China, con una tasa compuesta anual de alrededor del 27%. Para 2018, China superó a Europa para convertirse en el mayor mercado eólico onshore con casi un tercio de la capacidad instalada mundial (IRENA, 2019).

China (con más de 2000 GW) e India (con más de 300 GW), continuaría liderando las instalaciones de energía eólica, y la región representaría más de la mitad (2646 GW) de la capacidad global total para 2050 (Figura 12) (IRENA, 2019).

Después de Asia, se producirían importantes despliegues de energía eólica onshore en Norteamérica (principalmente EE. UU., A más de 850 GW), donde la capacidad instalada crecería más de diez veces desde los niveles de 2018, alcanzando alrededor de 1150 GW para 2050 (IRENA, 2019).

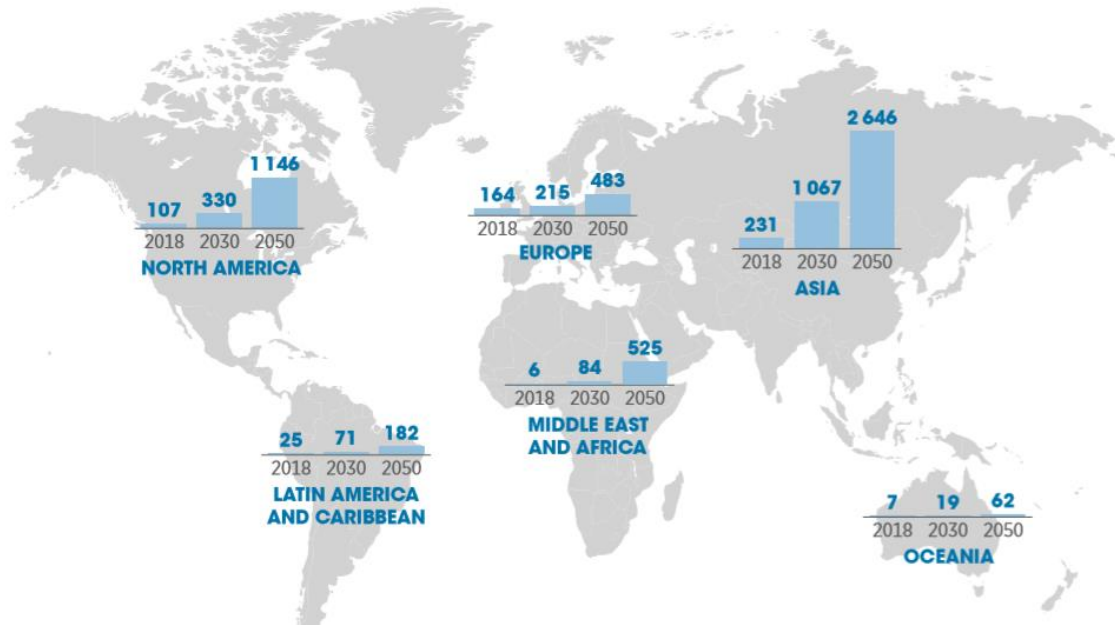
África lo haría ser un mercado clave para el rápido despliegue de energía eólica onshore en Las próximas tres décadas (IRENA, 2019).

Figura 11. Crecimiento onshore - global a 2050 (IRENA, 2019).



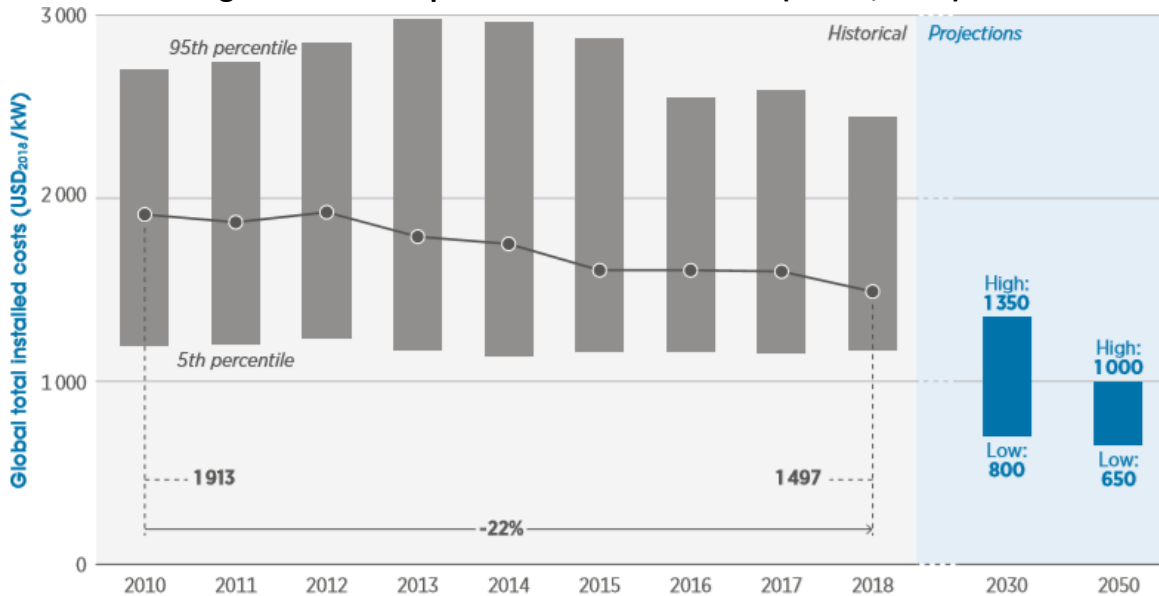
En la Figura 11 se proyecta crecimiento en capacidad instalada onshore desde 2018 hasta 2050, mostrando el estado intermedio de 2030.

Figura 12. Capacidad Instalada onshore (GW) (IRENA, 2019).



El incremento en el uso de aerogeneradores onshore involucra una mayor necesidad de investigación en cuanto a mejoras y eficiencias en el diseño, lo anterior permite tener una disminución de costos, estos se pueden observar en la Figura 13 (IRENA, 2019).

Figura 13. Costos por kW instalado onshore (IRENA, 2019).



4.7.2.2. Energía eólica Offshore (Proyectos o plantas construidos fuera de tierra en alta mar).

La energía eólica marina es una de las tecnologías renovables emergentes que ha alcanzado la mayoría de edad en los últimos dos o tres años, principalmente con respecto a la congestión de la transmisión y las limitaciones de la tierra, lo que hace que sea más difícil implementar la energía eólica onshore en algunos países (IRENA, 2019).

El mercado offshore crecería significativamente en las próximas tres décadas, con una capacidad eólica total instalada casi diez veces mayor, de solo 23 GW en 2018 a 228 GW en 2030 y cerca de 1000 GW en 2050 (Figura 14). La energía eólica marina representaría casi el 17% de la capacidad eólica instalada global total de 6044 GW en 2050 (IRENA, 2019).

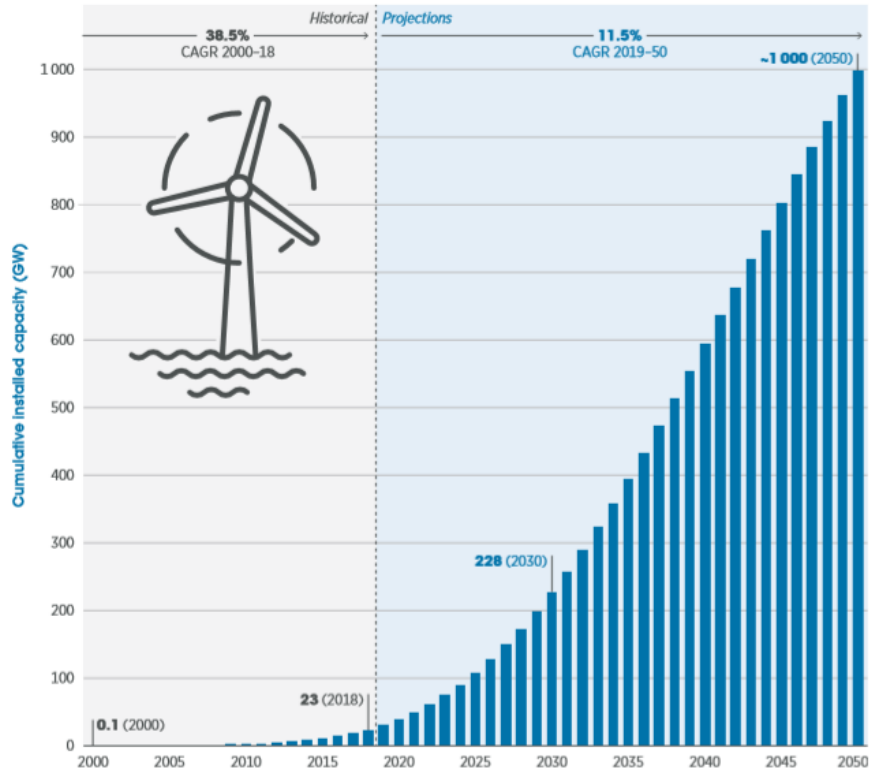
En 2018, se agregaron casi 4.5 GW de nueva capacidad offshore, la mayoría de los cuales se concentró en China (cerca del 37% del total), con gran parte del crecimiento de la capacidad en el Reino Unido (29%) y Alemania (22%) El despliegue se ampliará a América del Norte y Oceanía con proyectos que se desarrollarán en los próximos años (IRENA, 2019).

En el futuro, se produciría un cambio importante en el despliegue en aguas asiáticas (principalmente en China, India, Taipei chino, la República de Corea, Japón, Indonesia, Filipinas y Vietnam) en las próximas tres décadas. Asia eventualmente dominaría las instalaciones de energía eólica marina en alta mar con una capacidad total superior a 100 GW para 2030 y 600 GW para 2050 (Figura 15). Dentro de Asia, se produciría un importante despliegue de energía eólica marina en China, donde la capacidad instalada alcanzaría alrededor de 56 GW en 2030 y 382 GW en 2050. China dominaría las instalaciones eólicas en alta mar, superando a Europa en menos de dos décadas (IRENA, 2019).

Europa continuará dominando las instalaciones eólicas offshore durante una década más o menos, con una capacidad eólica total en el mar que aumentará cuatro veces a 78 GW para 2030 y más de once veces a 215 GW para 2050, en comparación con 19 GW en 2018 (IRENA, 2019).

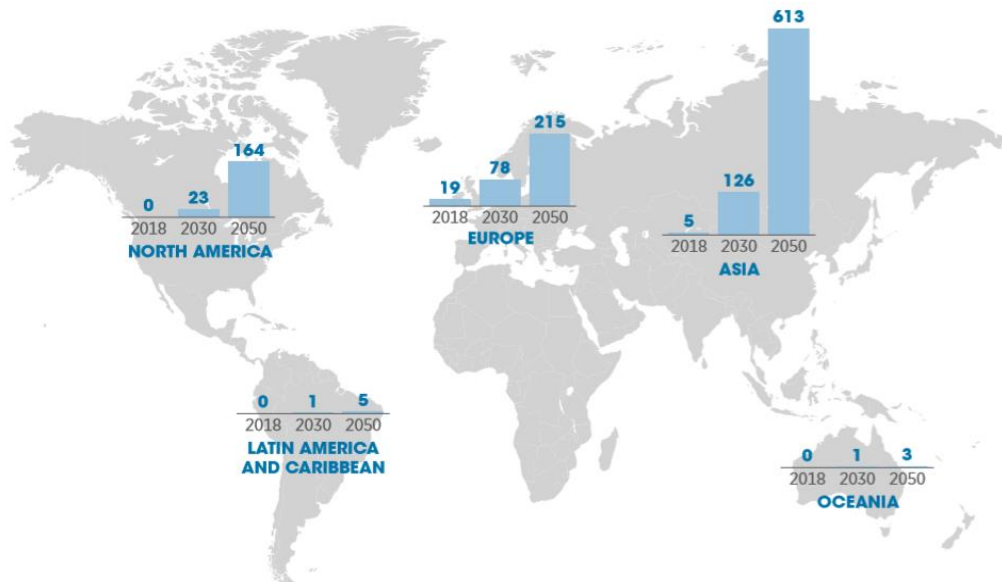
Después de Asia y Europa, América del Norte sería otro mercado offshore emergente. En los EE. UU., La capacidad instalada de energía eólica marina crecería más fuertemente, de menos de 1 GW hoy a casi 23 GW para 2030 y 164 GW para 2050 (IRENA, 2019).

Figura 14. Proyección crecimiento offshore - global a 2050 (IRENA, 2019).



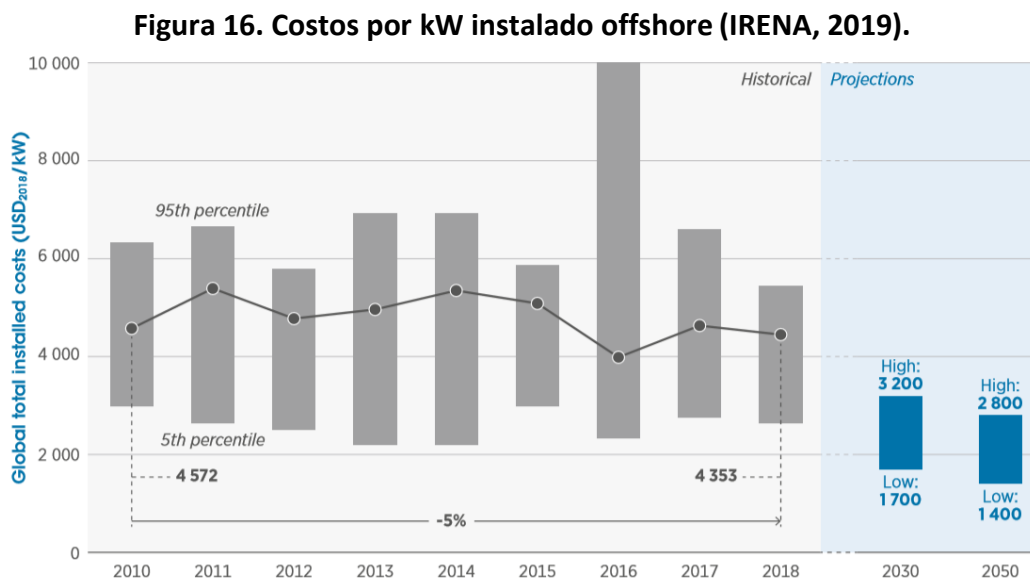
En la Figura 14 se proyecta crecimiento en capacidad instalada offshore desde 2018 hasta 2050, mostrando el estado intermedio de 2030 (IRENA, 2019).

Figura 15. Proyección capacidad Instalada offshore (GW) (GW) (IRENA, 2019).



A principios de la década del 2000 los costos en este tipo de plantas aumentaron a medida que estas plantas ingresaron en aguas marítimas más profundas, luego de tener mucho más conocimiento en el desarrollo de la tecnología e interconexión comenzó a tener una baja considerable en los costos (IRENA, 2019).

La reducción de costos en plantas eólicas offshore ha tenido una disminución promedio global entre los años 2010 y 2018 del 5%, se espera una mayor disminución a los años 2030 y 2050, ver Figura 16 (IRENA, 2019).



4.7.3. Desafíos.

- Las empresas deben definir dentro de su política la reposición o repotenciación de la tecnología que permita tener mejor eficiencia, dado a que al año 2050 varias plantas llevarán una operación mayor a 10 años y para esto se deben contar con los estudios técnicos y financieros que permitan definir la política de repotenciación o cambio de tecnología (IRENA, 2019).
- El apoyo de los gobiernos con incentivos o políticas de regulación será otro gran desafío, se estima que la relación de crecimiento es directamente proporcional a mayor apoyo, más inversión y crecimiento en energías renovables (IRENA, 2019).
- Límites de expansión por terrenos para plantas onshore (IRENA, 2019).
- Smart Grid, con esta incorporación se coordina la producción y el consumo de energía y se equilibrarán internamente las fluctuaciones, es un desafío de aplicación para los países subdesarrollados. (IRENA, 2019).

- Desincorporación de plantas, lo cual implica el reciclaje de materiales usados en la fabricación de los aerogeneradores, el aumento en el uso de esta tecnología trae una alta responsabilidad ambiental (IRENA, 2019).
- Inversión en nuevas líneas de transmisión tanto para plantas onshore como para offshore (IRENA, 2019).
- Las bases flotantes para aerogeneradores offshore es un reto de desarrollo, ya que actualmente existe un límite de profundidad en construcción de las bases de menos de 60 metros (IRENA, 2019).
- Disminución de costos por kW instalado, para tener una mejor competencia con otro tipo de energías (IRENA, 2019).

4.8. Conclusiones del capítulo.

En este capítulo se indica a manera de concepto los componentes básicos de un aerogenerador, cabe anotar que algunos diseños varían de acuerdo con el fabricante, sin embargo, se indica una configuración típica. Luego de describir básicamente los componentes se indica la tasa de falla.

Adicionalmente se da énfasis en establecer una visión del contexto mundial y nacional en el uso de aerogeneradores onshore y offshore a 2050.

Para continuar con el enfoque, en el capítulo siguiente se realiza un tratamiento de información similar al anterior, ampliando los conceptos básicos de la energía solar fotovoltaica.

5. Energía Solar Fotovoltaica.

Desde que el ser humano existe ha utilizado la energía del sol. Hace 5000 años se le "rendía culto", hoy día se sabe que el sol es simplemente la estrella más cercana y que sin él no podría existir vida de la forma que se conoce en el planeta; por lo tanto, para la Tierra es la fuente primaria de luz y calor que se aprovecha de diferentes formas (UPME, 2003).

La energía solar se define como la energía producida por reacciones nucleares al interior del Sol, que son transmitidas en forma de ondas electromagnéticas a través del espacio (radiación solar), (UPME, 2003).

La estabilidad de la energía que proviene del sol se refleja en la temperatura relativamente constante que se percibe en la Tierra y en la evolución de otras estrellas similares; por esta razón se puede considerar como fuente renovable, ya que puede permanecer esencialmente inalterable por billones de años (UPME, 2003).

De otra parte, se considera que la mayoría de los recursos renovables provienen indirectamente de la energía del sol. El calor del sol genera los vientos; luego, los vientos y el calor del sol hacen que el agua se evapore y cuando este vapor de agua se convierte en lluvia o nieve, se forman nacimientos de agua que originan ríos; junto con la lluvia, la luz del sol hace que las plantas crezcan. Las mareas se originan de la fuerza gravitatoria que la luna y el Sol ejercen sobre la Tierra (UPME, 2003).

5.1. Radiación solar en la Tierra.

El sol irradia energía a una tasa de 3.9×10^{26} vatios, y perpendicularmente, sobre la parte superior de la atmósfera el planeta recibe una radiación solar promedio de 1367 vatios por cada metro cuadrado. Las variaciones en la cantidad de radiación solar recibida dependen de los cambios en la distancia al sol como consecuencia de la órbita elíptica que recorre la Tierra alrededor del mismo (UPME, 2003).

Otras variaciones son ocasionadas por pequeñas irregularidades en la superficie solar en combinación con la rotación del sol y posibles cambios temporales de su luminosidad. La radiación solar directa no tiene cambios en su dirección desde el sol hasta la superficie terrestre. Una vez dentro del planeta, las características físicas y la composición química de la atmósfera afectan la cantidad y el tipo de radiación que alcanza la superficie, razón por la cual, durante períodos de abundante nubosidad o bruma, la radiación que incide es esencialmente dispersada por partículas y moléculas del aire (radiación difusa), (UPME, 2003).

5.2. Cantidad de radiación solar.

Para conocer la cantidad de energía que se puede obtener del sol, es necesario medir la cantidad de radiación solar (directa más difusa) que recibe realmente una región (UPME, 2003).

Esta cantidad de radiación disponible para convertir en energía útil en una localidad depende de varios factores: posición del sol en el cielo, que varía diaria y anualmente; condiciones atmosféricas generales y del microclima; altura sobre el nivel del mar y la duración del día (época del año). La máxima cantidad disponible sobre la superficie de la Tierra en un día claro fluctúa alrededor de 1000 vatios pico por metro cuadrado (UPME, 2003).

Tabla 13. Radiación solar en $[\text{W/m}]^2$ (UPME, 2003)

Tipo de cielo	Radiación solar en
Constantemente nublado	Menos de 300
Nubosidad media	Entre 300 y 400
Nubosidad mínima	Entre 500 y 500
Cielo despejado	500 en adelante

5.3. Zonas con mayor aprovechamiento de potencial radiación solar en Colombia.

La consulta se realizó en el atlas interactivo desarrollado por el IDEAM (Instituto de hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales), con las siguientes variables:

- Brillo del sol anual.
- Horas del sol al día.
- Radiación global media diaria.
- Radiación anual.

Los resultados obtenidos se muestran las zonas del país con mayor brillo de sol y radiación solar.

En las Figura 17 y Figura 18 se muestran las zonas que reciben mayor intensidad de radiación solar global en Colombia, superiores a los 4,5 kWh/m² por día y son: la región Caribe, las Islas de San Andrés y Providencia, amplios sectores de Vichada, Arauca, Casanare, Meta, el norte y oriente de Antioquia, el norte y centro de Norte de Santander, el suroriente de Santander, el centro y norte de Boyacá, el norte de Cundinamarca, el sur y oriente del Tolima, el norte del Huila, la zona que se inicia al centro del Cauca, atraviesa el Valle del Cauca de sur a norte y llega hasta el eje cafetero y el sector del norte de Nariño (IDEAM, 2020a).

Los valores más altos (superiores a los 5,5 kWh/m² por día) se presentan en sectores de La Guajira y en el norte de Atlántico, Bolívar y Magdalena (IDEAM, 2020a).

Figura 17. Zonas con brillo solar Colombia (IDEAM, 2020a).

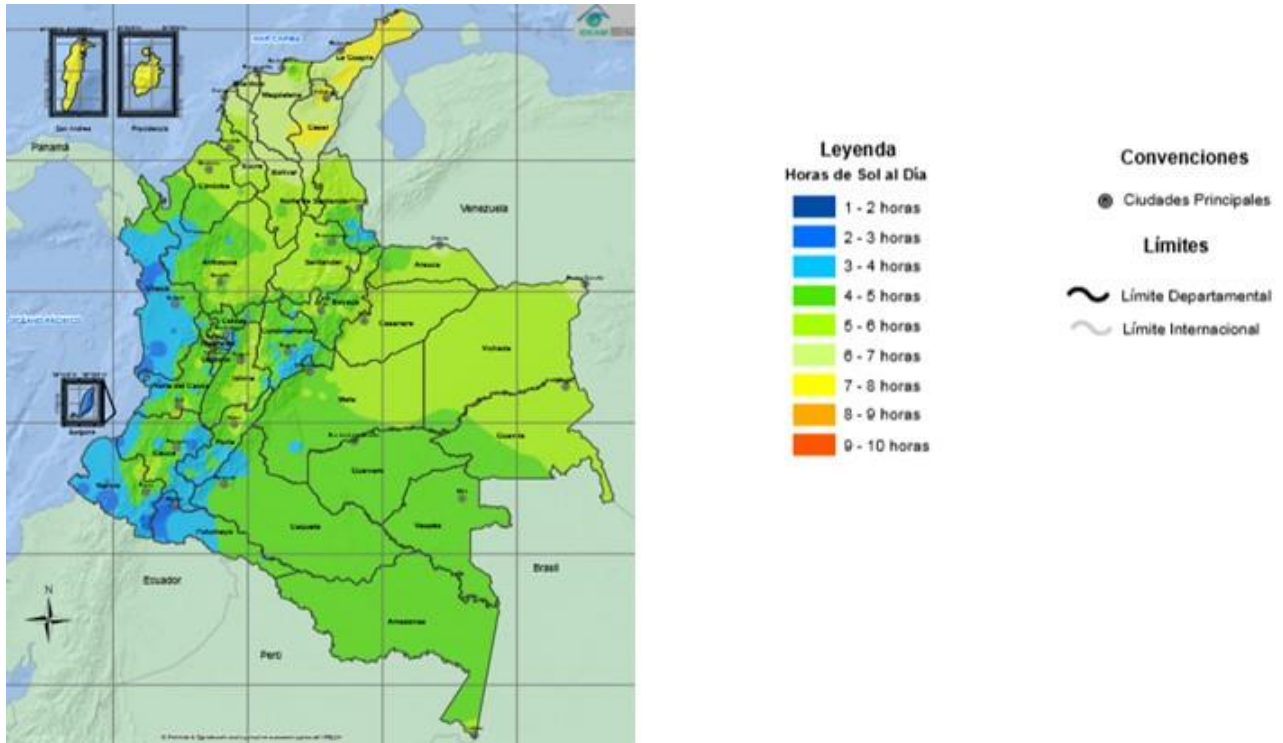
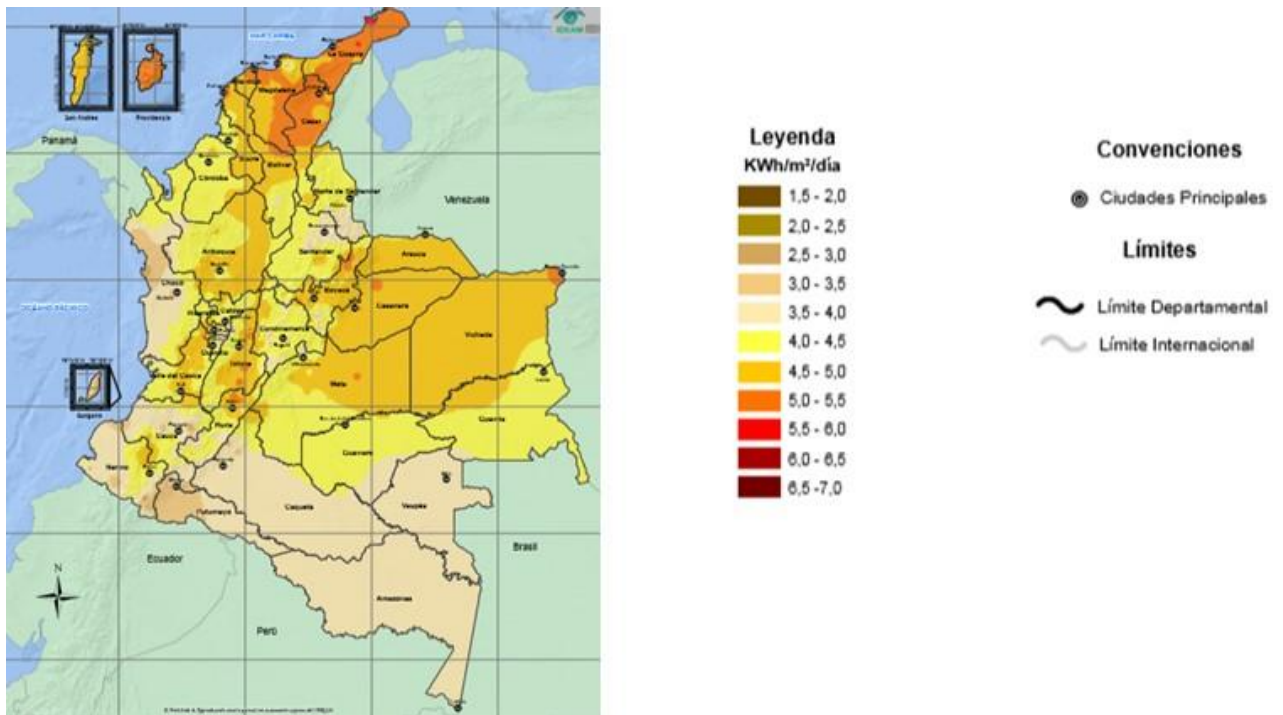


Figura 18. Potencial radiación solar en Colombia (IDEAM, 2020a).



Para transformar la energía solar se utilizan principalmente tres tipos diferentes de tecnologías: energía solar fotovoltaica, energía solar térmica y energía solar pasiva (UPME, 2003).

5.4. Energía solar fotovoltaica.

La luz del Sol se puede convertir directamente en electricidad mediante celdas solares, conocidas también como celdas fotovoltaicas, que son artefactos que utilizan materiales semiconductores (UPME, 2003).

La corriente eléctrica puede ser utilizada inmediatamente o puede ser almacenada en una batería para utilizarla cuando se necesite. Una celda fotovoltaica típica puede ser cuadrada y medir 10 centímetros por lado y producir cerca de 1 vatio de electricidad, más que suficiente para que un reloj de pulsera funcione, pero no para encender un radio. Las celdas individuales se ensamblan para formar módulos (40 celdas); si se necesita generar más electricidad los módulos se agrupan para formar lo que se conoce como arreglo (10 módulos) (UPME, 2003).

5.5. Funcionamiento.

Un sistema solar fotovoltaico funciona cuando el campo de módulos fotovoltaicos convierte en corriente eléctrica directa la energía solar que recibe durante el día. Dicha corriente transporta y almacena la energía eléctrica en la batería para ser utilizada en el momento que el usuario lo requiera para el televisor, radio o iluminación (UPME, 2003).

La energía eléctrica que los módulos fotovoltaicos envían a la batería y que ésta suministra a la carga pasa por el controlador de carga, cuya función es proteger a los otros elementos del sistema contra sobrecargas o descargas excesivas, altas corrientes y bajos voltajes (UPME, 2003).

Todos los módulos se conectan en serie o en paralelo para obtener las tensiones y corrientes que provean la potencia deseada. Los módulos se fabrican, generalmente, para tener una salida de 12 Vdc, varían desde unos cuantos vatios fotovoltaicos (2.8 Vatios pico, Wp) hasta 300 Wp, y su voltaje y corrientes son variables según la configuración de los paneles (UPME, 2003).

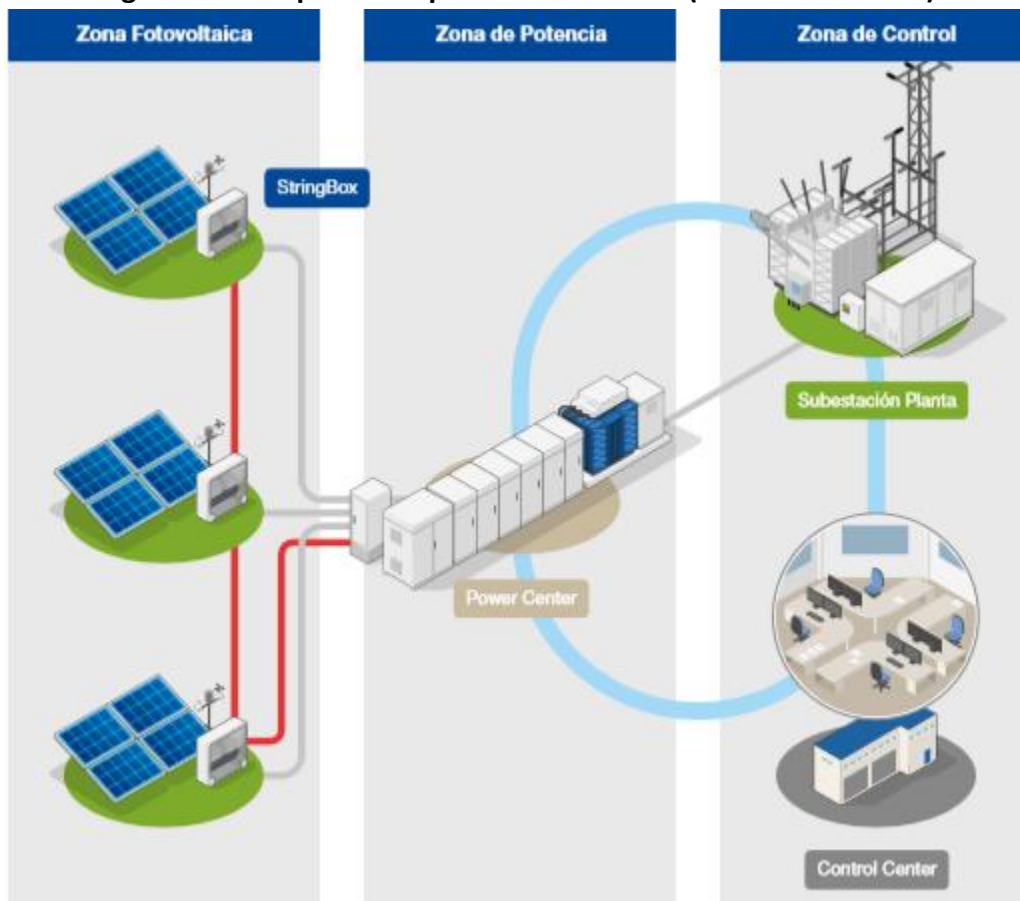
Los sistemas fotovoltaicos con batería de almacenamiento pueden diseñarse para equipos que utilicen corriente del tipo directa (DC) o alterna (AC). Si se quiere utilizar un equipo que funciona con corriente AC, debe acondicionarse un inversor para alimentar la carga (UPME, 2003).

El documento se elaboró con base en plantas fotovoltaicas Onshore de gran capacidad instalada. Se excluyen instalaciones en techos o acuáticas.

5.6. Componentes.

El diseño y construcción las plantas de energía solar puede presentar diferencias debidas al tipo de equipos especificados, sin embargo, para efectos prácticos una planta solar fotovoltaica se diferencia por las tres zonas indicadas en la Figura 19.

Figura 19. Componentes planta fotovoltaica (CIRCUITOR. "s.f.).



5.6.1. Zona Fotovoltaica.

La zona fotovoltaica es el primer nivel de medición, en ella se encuentran los equipos de medida de las cadenas de paneles (PV) comúnmente conocidas como Strings. Además, también se encuentran diferentes sensores para la determinación de las condiciones de trabajo de los paneles; como pueden ser los medidores de radiación solar, medidores de viento, seguidores solares (trackers) (CIRCUITOR. "s.f.).

El elemento principal para instalar en la zona fotovoltaica se conoce comúnmente como Stringbox o cuadro de medida y protección de los strings. Los cuadros Stringbox son cuadros con

diseño compacto para ser instalados en ambientes con clima adverso de montaje fácil y rápido (CIRCUITOR. “s.f.”).

5.6.2. Dispositivos de control.

Además de los cuadros Stringbox, la zona fotovoltaica dispone de dispositivos para captar información referente al estado climatológico y en algunas ocasiones, seguidores solares comúnmente conocidos como trackers, para desplazar las placas fotovoltaicas según la variación diaria de la radiación solar (CIRCUITOR. “s.f.”).

5.6.3. Zona de potencia.

La zona de potencia es el segundo nivel de medición de un parque fotovoltaico. En este nivel se encuentran los diferentes Centros de Potencia o Power Centers, interconectados entre ellos mediante un anillo de fibra óptica (CIRCUITOR. “s.f.”).

Los centros de potencia son habitáculos distribuidos por todo el parque que unifican los diferentes stringboxes a la entrada de un inversor para convertir la corriente de estos de DC a AC (CIRCUITOR. “s.f.”).

Dentro del centro de potencia también se encuentra el transformador elevador a media tensión, el cual recoge toda la energía procedente del inversor y la envía hacia la subestación eléctrica (CIRCUITOR. “s.f.”).

5.6.4. Zona de control.

En el centro de control se monitorizan todos los parámetros para la correcta gestión de la planta fotovoltaica (CIRCUITOR. “s.f.”).

Es en esta sala dónde se encuentra el servidor dedicado a la gestión del software SCADA (Sistema de control y adquisición de datos) local y el router VPN (Red privada virtual) que sirve de enlace con todos los equipos de la planta fotovoltaica mediante el anillo de fibra óptica. Además, el router VPN da salida hacia un sistema de supervisión superior ubicado fuera de la planta, para la supervisión externa del sistema (CIRCUITOR. “s.f.”).

5.7. Tasa de falla en componentes principales planta fotovoltaica.

Tomando como referencia el artículo “Quantitative failure rates and modes analysis in photovoltaic plants” (Gallardo-Saavedra, Hernández-Callejo, & Duque-Pérez, 2019).

En el artículo se realizó el estudio entre los años 2012 y 2016 de sesenta y tres (63) plantas diferentes solares fotovoltaicas instaladas en campo distribuidas en España e Italia, 11 y 52 respectivamente, con capacidad entre 200 kW y 10000 kW, las cuales se agruparon en 5 grupos Tabla 14, de acuerdo a la capacidad (Gallardo-Saavedra, Hernández-Callejo, & Duque-Pérez, 2019).

Tabla 14. Grupos Plantas Fotovoltaicas (Gallardo-Saavedra, Hernández-Callejo, & Duque-Pérez, 2019).

Número Grupo (Gº)	Potencia plantas [kW]	Número de sitios PV en el grupo	Potencia promedio de cada grupo [kW]	Potencia total de las plantas [kW]
PV1	≤750	10	624	6243
PV2	≤995	15	942	14,127
PV3	≤1300	14	1021	14,296
PV4	≤2300	13	1943	25,253
PV5	≤10,000	11	3574	39,313

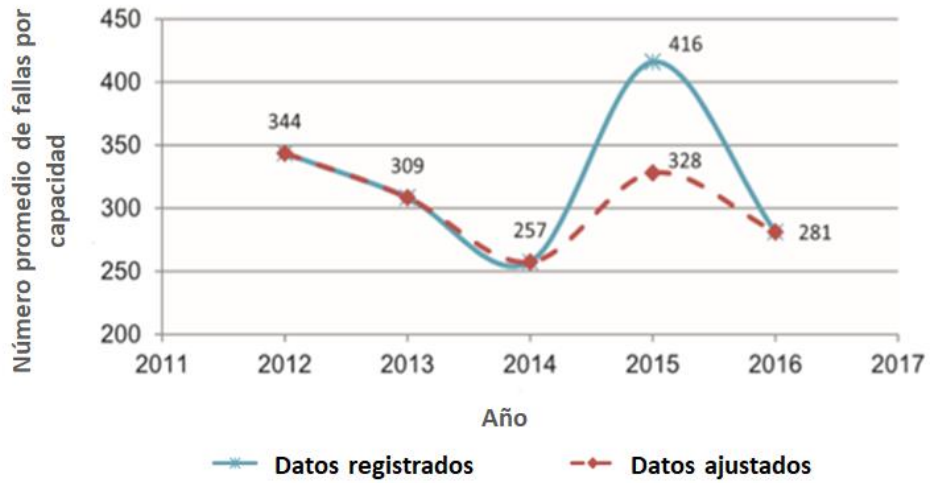
Durante los 5 años se recolectaron 126,243 alarmas, de las cuales indican como no completadas 29,617, para un porcentaje del 23.46%; dichas alarmas corresponden a: paneles, cajas de conexión, protecciones, inversor, transformador media tensión, swichtgear, instrumentos de medida, sistema de seguridad, sistema de comunicaciones, sistema de monitoreo, red y obras civiles (Gallardo-Saavedra, Hernández-Callejo, & Duque-Pérez, 2019).

De toda esta información se realizaron varios análisis que a continuación se resumen:

5.7.1. Ajuste del número de fallas.

En esta actividad se realizó una revisión de las fallas promedio que ocasionan defectos en los elementos con los siguientes resultados Figura 20. (Gallardo-Saavedra et al., 2019).

Figura 20. Número Promedio de fallas (Gallardo-Saavedra et al., 2019).

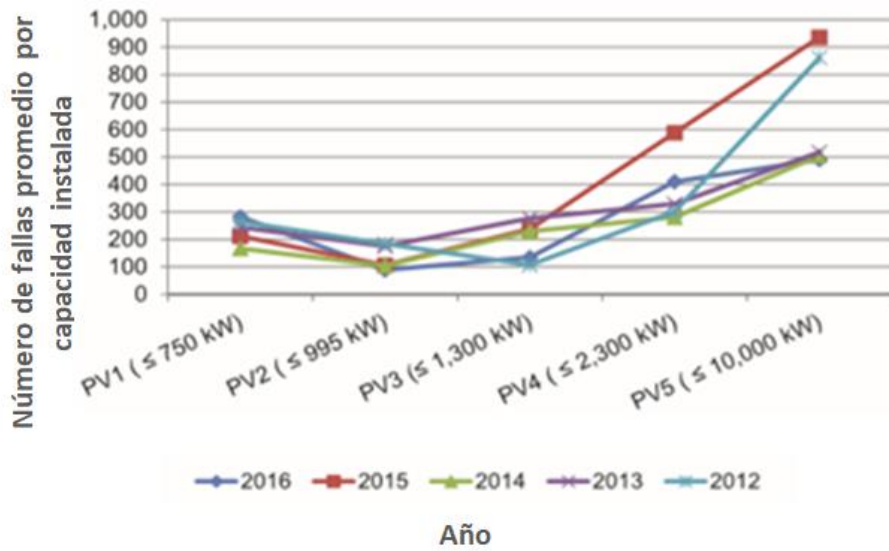


La línea discontinua es el ajuste a los datos, dado a que en 2015 una de las plantas tuvo problemas que incrementaron la cantidad de alarmas (Gallardo-Saavedra et al., 2019).

5.7.2. Número de fallas promedio por capacidad instalada.

En la Figura 21 se puede apreciar que el número de fallas promedio es directamente proporcional a la capacidad de la planta, es decir, a mayor capacidad mayor número de fallas. (Gallardo-Saavedra et al., 2019).

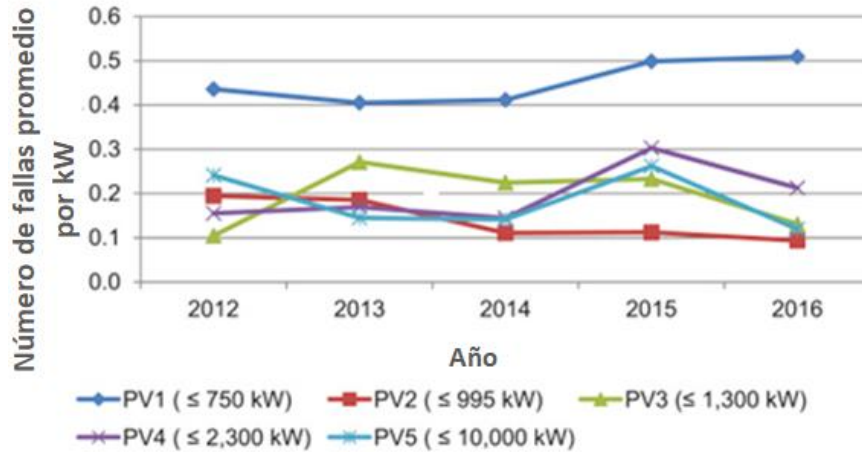
Figura 21. Número de fallas promedio por capacidad instalada (Gallardo-Saavedra et al., 2019).



5.7.3. Número de fallas por kW.

Sin embargo, en la Figura 22 indica que hay defectos que no dependen del tamaño de la planta o del número de elementos que componen de la planta. También hay defectos que afectan la producción, normalmente esto se refleja en mayor medida en las plantas de menor capacidad (Gallardo-Saavedra et al., 2019).

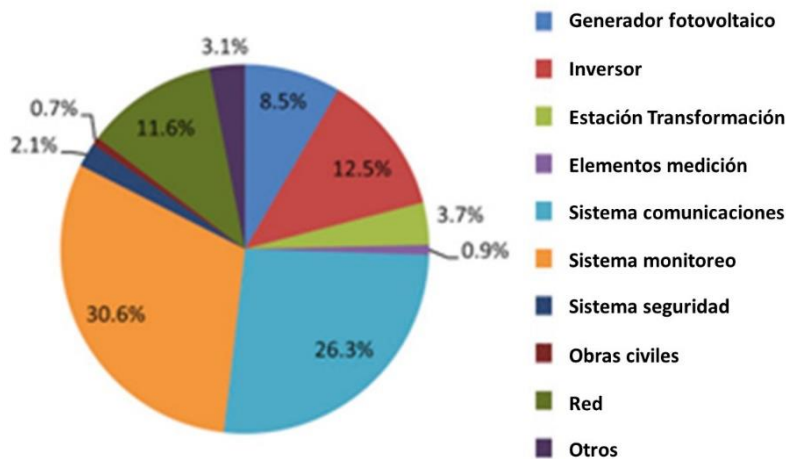
Figura 22. Número de fallas promedio por kW (Gallardo-Saavedra et al., 2019).



5.7.4. Distribución de fallas.

También se estudió la distribución de fallas detectadas en cada uno de los elementos monitoreados de las plantas fotovoltaicas, considerando los datos promedio de cinco años y un número de fallas por año igual a 19,325, los resultados se representan en la Figura 23 (Gallardo-Saavedra et al., 2019).

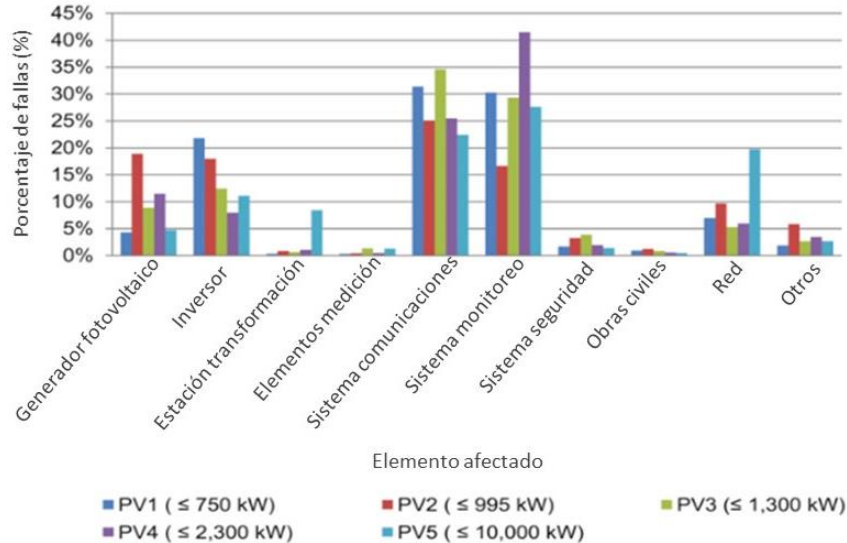
Figura 23. Porcentaje de las fallas (Gallardo-Saavedra et al., 2019).



5.7.5. Porcentaje de fallas por elemento afectado.

La Figura 24 muestra el porcentaje de fallas por equipo, tomando como referencia el grupo al cual pertenece la planta. (Gallardo-Saavedra et al., 2019).

Figura 24. Porcentaje de fallas por elemento (Gallardo-Saavedra et al., 2019).



5.7.6. Cálculo de MTBF³ (Tiempo medio entre fallas).

$$MTBF = \frac{\text{Potencia [kW]}}{\frac{\text{Numero de fallas [#fallas]}{\text{Periodo [Año]}}} \quad EC. (1)$$

En la Tabla 15 se muestra los valores promedio calculados para un año, para cada elemento afectado (Gallardo-Saavedra et al., 2019).

Un MTBF, más bajo implica una frecuencia de falla más alta (Gallardo-Saavedra et al., 2019).

Tabla 15. MTBF de los diferentes elementos de la planta fotovoltaica (Gallardo-Saavedra et al., 2019).

Elemento afectado	MTBF [kW*año/falla]
Generador fotovoltaico	63.2
Inversor	41.2
Estación transformación	583.0

³ Mean Time Between Failures.

Elemento afectado	MTBF [kW*año/falla]
Elementos medición	846.8
Sistema comunicaciones	19.2
Sistema monitoreo	20.2
Sistema seguridad	230.1
Obras civiles	693.1
Red	64.5
Otros	160.5

5.7.7. Comentarios del artículo.

Del artículo se puede concluir que es de suma importancia la calidad de la información, con el fin de que los análisis y resultados se ajusten a la realidad.

5.8. Evolución.

- Acceso a energía eléctrica de zonas alejadas y de difícil acceso por condiciones geográficas o por distancias (IRENA, 2019a).
- Energía híbrida: Para superar el problema de intermitencia que surge de la naturaleza variable de la energía eólica, y para mantener la fiabilidad y el funcionamiento continuo del sistema de energía en tiempos de baja disponibilidad de recursos, una solución sería combinar los sistemas eólicos con otras fuentes de generación renovables, como la energía solar fotovoltaica, tecnologías hidroeléctricas o de almacenamiento (baterías), o con tecnologías emergentes como el hidrógeno (IRENA, 2019a).
- Innovación en el diseño y los materiales de fabricación de las celdas: la investigación se centra en mejorar los componentes usados con el fin de tener mayor eficiencia en la captura de la energía solar (IRENA, 2019a).
- Suministro de energía mediante techos, paredes y ventanas solares (IRENA, 2019a).
- Instalación de árboles solares, garajes solares, calefacción, cultivos bajo paneles solares (IRENA, 2019a).
- Instalaciones de paneles PV flotantes, menor costo en el uso superficial del agua, se mayor potencial en piases o zonas con limitación de tierra (IRENA, 2019a).

- Smart Grid, al igual que con la generación eólica, con esta incorporación se coordina la producción y el consumo de energía y se equilibran internamente las fluctuaciones (IRENA, 2019).
- Disminución de costos por kW instalado, se espera una mayor disminución a medida que se tenga más inversión en este tipo de energía (IRENA, 2019a).

5.9. Contexto.

5.9.1. Contexto nacional.

En Colombia, las fuentes disponibles de información de recurso solar indican que el país cuenta con una irradiación promedio de 4.5 kWh/m², la cual supera el promedio mundial de 3.9 kWh/m² (IDEAM, 2020a).

Si bien regiones como África, el Medio Oriente o Australia superan, en términos generales, el recurso disponible en Sur América, este representa buenos niveles de irradiación solar, ante todo en comparación con los países nórdicos, y en el caso de Colombia y los países ecuatoriales se cuenta con la ventaja de tener un buen recurso promedio a lo largo del año al no experimentar el fenómeno de las estaciones (UPME, 2015).

Algunos proyectos importantes realizados en el territorio colombiano son:

- Granja solar el Paso, capacidad 86.2 MW, ubicada en el departamento del Cesar, compuesto por cerca de 250,000 paneles solares y podrá generar 176 GWh cada año, El Paso equivale al de energía de aproximadamente 102,000 hogares colombianos (ENEL, 2019).
- Una de las más modernas de Latinoamérica es la granja Celsia Solar Yumbo, un proyecto operado por EPSA, tiene una capacidad instalada de 9.8 MW y generará cerca de 16.5 GWh año de energía que equivale al consumo de 8 mil hogares (Celsia, s.f).

Para su construcción fueron instalados 35,000 módulos fotovoltaicos y 9 inversores que transforman la energía continua en energía alterna (Celsia, s.f).

- Granja solar Bolívar tiene una capacidad de 8.06 MW y se encuentra ubicada en el municipio de Santa Rosa de Lima, en el departamento de Bolívar, en el norte del país Celsia, s.f).

La granja solar fue construida a través de EPSA, La granja generarán 15,542 MWh al año, que corresponde a la energía que consumen unas 7,400 familias (Celsia, s.f).

- Granja solar castilla capacidad instalada 20.4 MW, se encuentra ubicada en el municipio de Castilla La Nueva, departamento del meta, Generación aproximada de 405 GWh año de energía no tiene almacenamiento (Ecopetrol,2019).

Consta de 54,549 paneles solares de 385 W, 5 inversores que transforman la energía continua en energía alterna (Ecopetrol,2019).

- Piloto de parque solar flotante en Colombia, se encuentra ubicado en el embalse del peñol, municipio de Guatapé Antioquía, tiene 368 paneles, área del proyecto 1430 metros cuadrados, capacidad instalada 100 kilovatios (kW), en dos módulos de 50 kW, se espera generar aproximadamente 145 MWh/año (EPM, 2018b).
- También se encuentran instalaciones de paneles solares en centros comerciales, empresas, condominios, torres meteorológicas, lo cual significa una alta aplicación en el aprovechamiento en energía solar en el territorio colombiano.

5.9.2. Contexto internacional y proyecciones a 2050 .

Las crecientes preocupaciones sobre el cambio climático, los efectos sobre la salud de la contaminación del aire, la seguridad energética y el acceso a la energía, junto con los volátiles precios del petróleo en las últimas décadas, han llevado a la necesidad de producir y usar alternativas de tecnología baja en carbono, como las energías renovables (IRENA, 2019a).

La energía solar fotovoltaica ha sido una de las tecnologías renovables pioneras durante décadas. La capacidad instalada total de energía solar fotovoltaica alcanzó 480 GW a nivel mundial, lo que representa la segunda fuente de electricidad renovable más grande después de la energía eólica (IRENA, 2019a).

En 2018 la energía solar fotovoltaica dominó nuevamente las adiciones totales de capacidad renovable y de energía, agregando el doble de capacidad que la eólica y más que todos los combustibles fósiles y nucleares juntos, las adiciones de energía solar fotovoltaica alcanzaron alrededor de 94 GW (IRENA, 2019a).

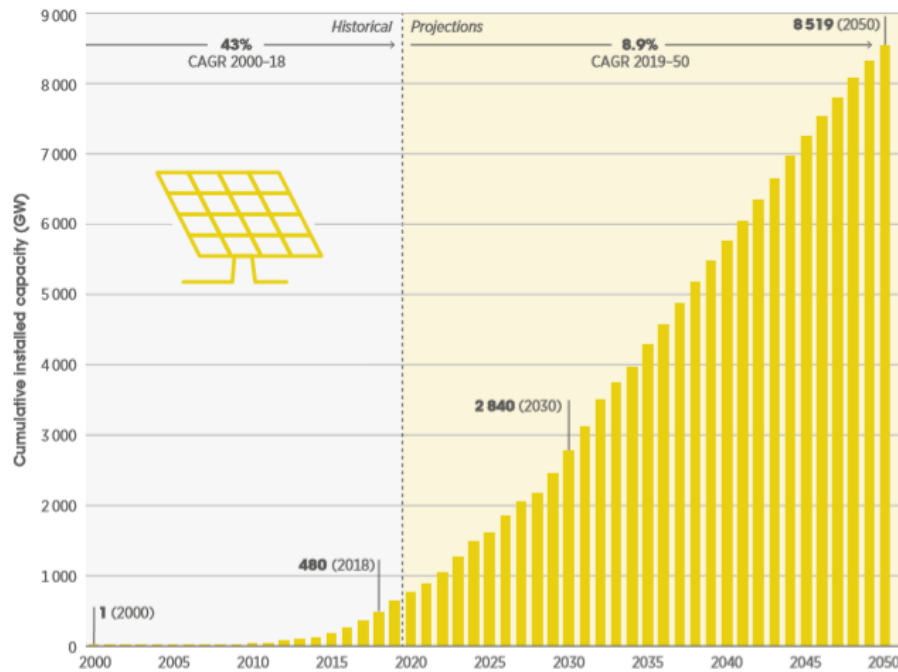
El despliegue de energías renovables ha estado creciendo rápidamente en los últimos años, alcanzando niveles récord y superando las adiciones anuales de capacidad de energía convencional en muchas regiones (IRENA, 2019a).

Entre todas las tecnologías renovables, las instalaciones de energía solar fotovoltaica han dominado la industria de las energías renovables durante muchos años. A fines de 2018, la capacidad global de energía solar fotovoltaica instalada y conectada a la red alcanzó 480 GW

Figura 25, lo que representa un crecimiento anual del 20% en comparación con 2017 (386 GW) y una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) de casi el 43% desde 2000 (IRENA, 2019a).

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica podrían crecer casi seis veces en los próximos diez años, alcanzando una capacidad acumulada de 2840 GW en todo el mundo para 2030 y aumentando a 8519 GW para 2050. Esto implica la capacidad instalada total en 2050 casi dieciocho veces más que en 2018 ver Figura 25 (IRENA, 2019a).

Figura 25. Proyección crecimiento energía solar PV - global a 2050 (IRENA, 2019a).



El mercado solar global en 2018 estuvo dominado por Asia, lo que representa más de la mitad de la adición mundial de capacidad solar. La capacidad solar instalada de la región alcanzó los 280 GW a fines de 2018, dominada por China con 175 GW (IRENA, 2019a).

La Unión Europea representó el segundo mercado de energía solar fotovoltaica más grande del mundo con 121 GW, impulsado principalmente por Alemania con una capacidad instalada acumulada de 45 GW a fines de 2018, seguido de América del Norte con 55 GW Figura 26, de los cuales los Estados Unidos representaron el 90% (IRENA, 2019a).

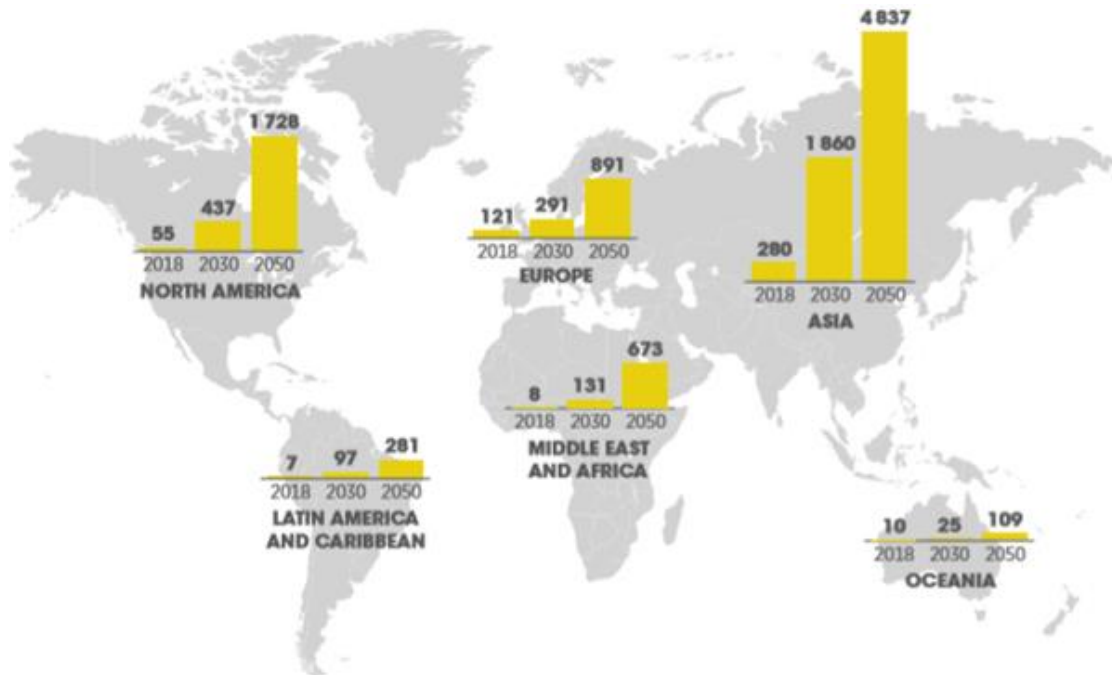
Asia continuaría liderando las instalaciones globales de energía solar fotovoltaica, con un 65% de la capacidad total instalada para 2030. Dentro de Asia, se vería un despliegue significativo en China, donde se proyecta que la capacidad instalada alcanzará alrededor de 1412 GW para 2030 (IRENA, 2019a).

América del Norte tendría la segunda capacidad fotovoltaica solar instalada más alta, llegando a 437 GW para 2030, con más del 90% de estas instalaciones en los Estados Unidos (IRENA, 2019a).

Europa representaría la tercera región más alta para 2030, con 291 GW de capacidad fotovoltaica instalada (IRENA, 2019a).

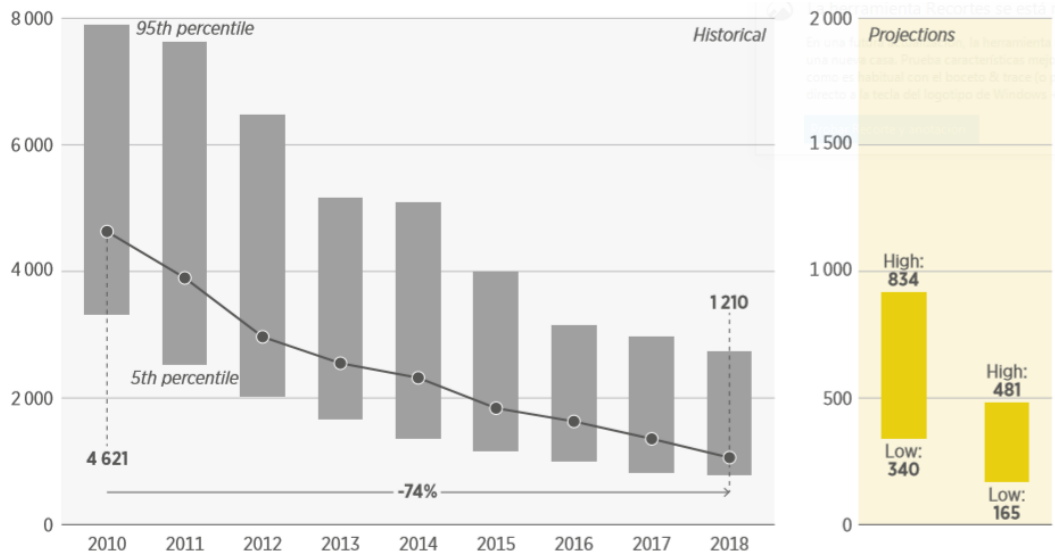
Se espera a 2050 un crecimiento importante en Sur América y en África para mejor referencia ver Figura 26, (IRENA, 2019a).

Figura 26. Proyección Capacidad Instalada energía solar PV (GW) (IRENA, 2019a).



La reducción de costos ha sido considerable desde el año 2010, pasando de un promedio de 4621 USD por kW instalado en el año 2010 a 1210 USD por kW instalado en el año 2018, lo cual permite incentivar la inversión en este tipo de energía, ver Figura 27.

Figura 27. Costos por kW instalado plantas solares PV (IRENA, 2019a).



5.9.3. Desafíos.

- Las empresas deben definir dentro de su política la reposición o repotenciación de la tecnología que permita tener mejor eficiencia, dado a que al año 2030 varias plantas llevarán una operación mayor a 10 años y para esto se deben contar con los estudios técnicos y financieros que permitan definir la política de repotenciación o cambio de tecnología (IRENA, 2019a).
- El apoyo de los gobiernos con incentivos o políticas de regulación será otro gran desafío, se estima que la relación de crecimiento es directamente proporcional a mayor apoyo, más inversión y crecimiento en energías renovables (IRENA, 2019a).
- Desincorporación de plantas, lo cual implica el reciclaje de materiales usados en la fabricación de los aerogeneradores, el aumento en el uso de esta tecnología trae una alta responsabilidad ambiental (IRENA, 2019a).
- Smart Grid, es un desafío su aplicación para los países subdesarrollados. (IRENA, 2019a).
- En países menos desarrollados, se deben tener políticas claras para la energía solar PV distribuida (IRENA, 2019a).
- Explorar otros materiales más eficientes con el fin de tener un mayor aprovechamiento de la energía solar (IRENA, 2019a).
- Mejorar la refrigeración de los paneles, lo cual permite extender la vida útil (IRENA, 2019a).

- Se deben efectuar cambios en la forma de operar la red, teniendo en cuenta las variaciones estacionales (IRENA, 2019a).

5.10. Conclusiones del capítulo.

De manera breve se indican los componentes que conforman una planta solar fotovoltaica, cabe anotar que algunos diseños varían de acuerdo con el fabricante, sin embargo, se indica una configuración típica. Luego de describir básicamente los componentes con su tasa de falla.

Se establece un resumen con el contexto mundial y nacional en el uso de este tipo de tecnología con una visión al año 2050.

El siguiente capítulo ilustra el resumen de algunas publicaciones que abordaron de manera parcial o detallada algunos tópicos objeto del presente documento.

6. Revisión de literatura.

La revisión de literatura se desarrolló buscando inicialmente publicaciones de gestión de activos y mantenimiento con un contexto general, y luego publicaciones con casos más particulares aplicados a los sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores. A continuación, se hace una reseña de las publicaciones encontradas más relevantes para el problema abordado.

6.1. La gerencia del mantenimiento: una revisión Dimensión Empresarial (Ardila, J.G., Ardila. M.I., Rodríguez, D. & Hincapié, D.A., 2016).

Resumen: La problemática abordada permitió conocer las tendencias en la gerencia del mantenimiento. Con la búsqueda realizada se identificó, como principal tema de interés, el diseño, implementación y uso del Sistemas Computarizados de Gestión del Mantenimiento (Computerized Maintenance Management Systems - CMMS) como herramienta para la optimización de la gerencia de activos físicos, (Ardila, J.G., Ardila. M.I., Rodríguez, D. & Hincapié, D.A., 2016).

Conclusiones: Un problema que se ha evidenciado en el entorno local está relacionado con el hecho de que la industria suele delegar la responsabilidad gerencial de su función mantenimiento en ingenieros técnicos (mecánicos, eléctricos, instrumentales, civiles...), dependiendo de la infraestructura y los procesos que caracterizan cada organización, el problema es que la formación técnica excluye, en sus perfiles, el conocimiento administrativo que les permitiría aprovechar esas herramientas que brindan los modelos gerenciales hace tanto tiempo y que están en constante evolución, y que de alguna manera operan en cada organización y deben conversar gerencialmente con la función mantenimiento, pero que son desconocidas por sus actuales gerentes. (Ardila, J.G., Ardila. M.I., Rodríguez, D. & Hincapié, D.A., 2016).

6.2. El rol estratégico de la ingeniería en la gestión de activos (El-Akruti, Dwight, & Zhang, 2013).

Resumen: Se realiza un marco de referencia que describe la importancia en el rol de las actividades de la administración de activos en la toma de decisiones estratégicas de una organización; la orientación en la gestión de activos por sus siglas en inglés (AM), analiza las actividades de manera holística y sistemática, en el mecanismo de relacionamiento entre (AM) y la estrategia. Con los casos de estudio muestran las implicaciones que pueden materializarse por no contar con una elaboración de la estrategia tomando en cuenta la gestión de activos (AM) y como esto puede representar impactos negativos en el costo, la productividad, la calidad y en última instancia en los negocios (El-Akruti, Dwight, & Zhang, 2013).

Conclusiones: La organización en su estrategia debe tener una visión holística y sistemática, por

lo tanto, dentro de esa visión está involucrada la gestión de activos, aportando al alcance de los objetivos, la organización debe establecer los mecanismos de planificación y control con el fin de medir el desempeño en su gestión de activos (El-Akruti, Dwight, & Zhang, 2013).

6.3. Técnicas Avanzadas para la Gestión del Mantenimiento de Activos (de la Fuente, González-Prida, Crespo, Gómez, & Guillén, 2018).

Resumen: La existencia de equipos y procesos cada vez más complejos, el aumento en el número de activos, la velocidad del cambio tecnológico, la necesidad de reducir costos en el mundo moderno junto con aumentos en el nivel de excelencia de objetivos comerciales como la calidad y tiempo de entrega, y la preocupación por la seguridad de los trabajadores y del medio ambiente, hacen de la gestión de activos una fuente importante de beneficios y ventajas competitivas para el presente y el futuro para las empresas de clase mundial (de la Fuente, González-Prida, Crespo, Gómez, & Guillén, 2018).

El artículo desarrolla los temas de la siguiente manera:

Sección 2: Selección de la política de mantenimiento, construcción de modelos de información.

Sección 3: Gestión posventa de equipos y mantenimiento, gestión de activos críticos e infraestructura.

Sección 4: Sistema medición desempeño, mantenimiento basado en confiabilidad, técnicas avanzadas de mantenimiento.

Sección 5: Sensores y sistemas de monitoreo salud, configuración de procesos.

Sección 6: Gestión del conocimiento, gestión del ciclo de vida de los activos.

Conclusiones: Es bastante relevante la gestión de activos dentro de la industria, sin embargo, no basta con solo realizar esta gestión si no se establece el uso de técnicas avanzadas que permitan la toma de decisiones y el mejoramiento continuo.

6.4. Integridad de activos, gestión y otros conceptos (Singh, 2017).

Resumen: Los activos de una empresa incluyen mucho más que la gestión del mantenimiento se compone también de lo siguiente:

- ✓ El equipo que posee
- ✓ Personal capacitado
- ✓ Su marca
- ✓ Imagen de la organización
- ✓ Sus valores

Así es como el concepto de gestión de activos es una parte esencial de la gestión empresarial. El

concepto, aunque es de naturaleza técnica, está orientado por aspectos económicos y financieros. En este punto es pertinente entender lo que significa la gestión de activos. La gestión de activos incluye mucho más que un software de mantenimiento o las actualizaciones tecnológicas.

En las definiciones el documento da un acercamiento al concepto de RCM (mantenimiento centrado en confiabilidad), TPM (mantenimiento productivo total) y riesgo (Singh, 2017).

Conclusiones: Se establece la buena relación que se debe tener entre la gestión de activos y el mantenimiento, es decir ambos son claves para llegar al logro de los resultados, si no se cuenta con una integración de las partes se pone en riesgo el logro de la estrategia de mantenimiento o de la organización (Singh, 2017).

6.5. Modelos de mantenimiento aplicados a aerogeneradores Una visión global (Merizalde, Hernández-Callejo, Duque-Pérez, & Alonso-Gómez, 2019).

Resumen: Introduce un enfoque para determinar estrategias de operación y mantenimiento holísticas basadas en riesgo para aerogeneradores. El concepto combina métodos de análisis de riesgo cualitativos y cuantitativos y diseña un marco para determinar estrategias de mantenimiento de riesgo con costo óptimo, basadas en el concepto de administración de activos centrada en la confiabilidad y la planificación de inspección basada en el riesgo (Merizalde, Hernández-Callejo, Duque-Pérez, & Alonso-Gómez, 2019).

Conclusiones: Para realizar una adecuada evaluación del ciclo de vida, se debe contar con una adecuada disponibilidad de costos de O&M bien documentados y estructurados, esto permite identificar si la estrategia de mantenimiento es efectiva o se debe realizar cambios a esta (Merizalde, Hernández-Callejo, Duque-Pérez, & Alonso-Gómez, 2019).

6.6. Una revisión de los sistemas fotovoltaicos: diseño, operación y mantenimiento (Hernández-Callejo, Gallardo-Saavedra, & Alonso-Gómez, 2019).

Resumen: El incremento de plantas solares fotovoltaicas, implica un mejor rendimiento en la electricidad para lo cual se debe contar con un desempeño óptimo, en este punto es donde entra operación y mantenimiento, el primero se encarga de maximizar el rendimiento de la planta, mientras el segundo hace más eficiente el rendimiento de la planta, ya que los bajos niveles de producción y las fallas pueden ser fácilmente identificables (Hernández-Callejo, Gallardo-Saavedra, & Alonso-Gómez, 2019).

El artículo se divide en las siguientes secciones:

Sección 2: Se centra en los trabajos de diseño de sistemas fotovoltaicos, teniendo en cuenta la

criticidad de algunos componentes fundamentales.

Sección 3: Se enfoca a los trabajos enfocados por la operación.

Sección 4: Muestra el trabajo de mantenimiento en los sistemas fotovoltaicos.

Conclusiones: Actualmente los diseñadores de sistemas fotovoltaicos se centran en mejorar los diseños, así como su óptimo funcionamiento y mantenimiento aun así los convertidores deben ser más eficientes (Hernández-Callejo, Gallardo-Saavedra, & Alonso-Gómez, 2019).

Por medio de referencia a otros documentos se realizan recomendaciones de mantenimiento, sin entrar en detalle, lo que se pretende es dejar un indicativo más no una guía o instructivos de mantenimiento, el nivel que se indica en estas recomendaciones es de poca profundidad (Hernández-Callejo, Gallardo-Saavedra, & Alonso-Gómez, 2019).

6.7. Conclusiones del capítulo.

De los artículos anteriores se puede evidenciar que no abordan la relación desde la comisionamiento entre gestión de activos y mantenimiento (R. Singh, 2017).

En la revisión de la literatura realizada se relacionaron una serie de artículos que por sí solos no dan respuesta a la problemática del presente Trabajo Final, pero que contribuyen a la obtención de una herramienta que ayudará a su solución. A continuación, se presentan los objetivos de este Trabajo Final.

7. Objetivos.

7.1. General:

Establecer una metodología de aplicación de las normas ISO 55000:2014 e ISO 14224:2016 enfocada al mantenimiento de nuevos parques de energía solar fotovoltaica y eólica.

7.2. Específicos:

- Aplicar las normas ISO 55000:2014 “Gestión de activos” y 14224:2016 “Industrias de petróleo y gas natural -Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”, en el mantenimiento de nuevos parques de energía solar fotovoltaica y eólica, con el fin de integrar aspectos tales como: Taxonomía, criticidad y planes de mantenimiento.
- Seleccionar la mejor estrategia de mantenimiento, con el propósito de elaborar los planes y su aplicación.
- Elaborar planes de mantenimiento para los equipos categorizados como altamente críticos y críticos.

8. Fases de la Metodología.

Las fases que se desarrollaron para el establecimiento de la metodología de aplicación de las normas ISO 55000:2014 e ISO 14224:2016 enfocada al mantenimiento de nuevos parques de energía solar fotovoltaica y eólica Final, fueron las siguientes:

8.1. Fase 1: Con base en la norma ISO 14224 “Industrias de petróleo y gas natural-Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”, se realizó la taxonomía.

Si se desea tener los conceptos por tipo de mantenimiento en el acápite 2.5.1, se indican en detalle.

8.1.1. Mantenimiento Plantas Nuevas.

Requerimiento de información para establecer planes de mantenimiento en una planta nueva, para el caso aplicado a las plantas de energía solar PV y eólica.

De la norma ISO 14224 se toma como referencia los tipos de mantenimiento de aplicación para una planta nueva.

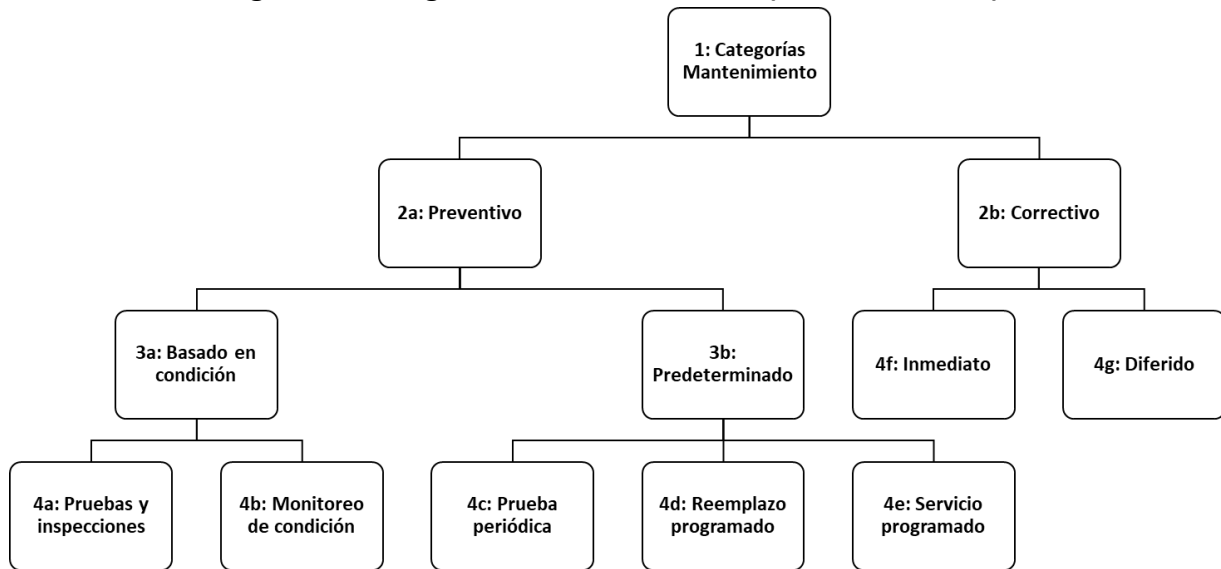
8.1.2. Categorías de mantenimiento.

Hay dos categorías básicas de mantenimiento (ver Figura 28).

- a) Acción realizada después de que la falla ha ocurrido (mantenimiento correctivo).
- b) Acción de prevenir la falla antes de que ocurra (mantenimiento preventivo); como parte de estas acciones se incluyen inspecciones, pruebas, con el fin de verificar la condición del equipo y con ello decidir qué tipo de mantenimiento preventivo requiere el equipo.

Nota: La modificación no se encuentra definida dentro de las categorías, pero es una tarea que se realiza a menudo en mantenimiento, esta puede influir en la confiabilidad y desempeño del equipo.

Figura 28. Categorías de mantenimiento (ISO 14224, 2016).

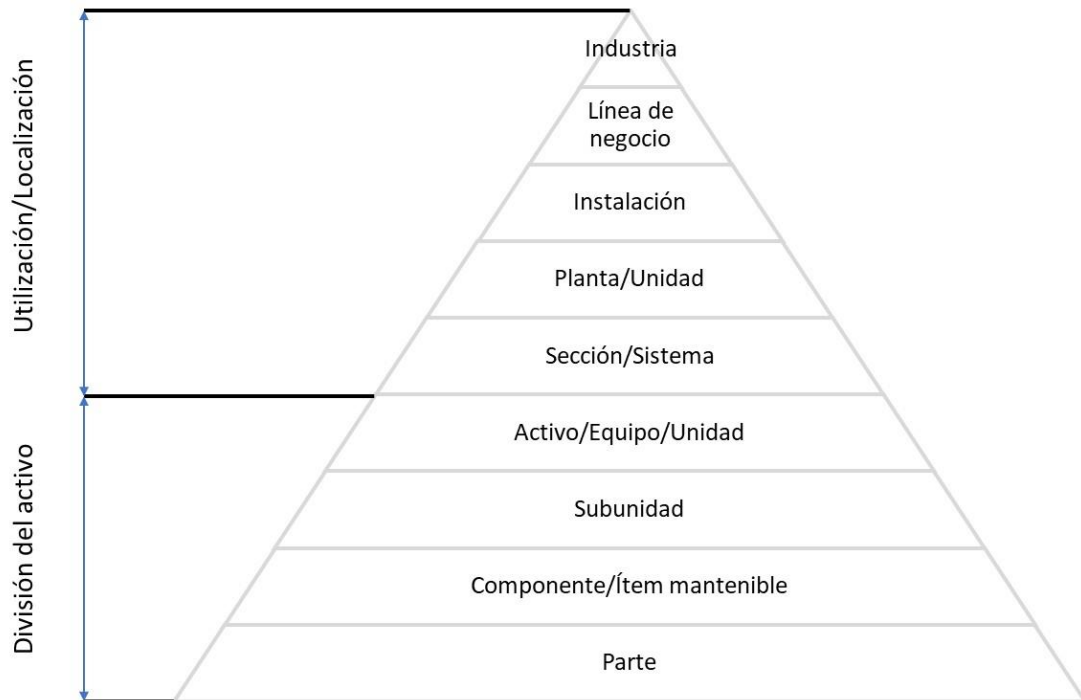


Es importante definir la clasificación con el fin de establecer los tipos de mantenimientos asociados a las labores realizadas en las ordenes de trabajo (OT). El beneficio que se obtiene es gestionar la medición de costos generados por mano de obra, insumos, repuestos y servicios.

Esta clasificación permite también identificar horas hombre por tipo de mantenimiento y cantidad de órdenes de trabajo por categoría. Lo anterior con el fin de establecer indicadores que permitan evaluar el desempeño de los planes de mantenimiento asociados a los equipos; que sirva a los involucrados en mantenimiento en la toma de decisiones y alcance de los objetivos, o aplicando la teoría en la mejora continua la cual debe ser parte del proceso (ISO 50000, 2014),

Posteriormente al tener establecido las categorías de mantenimiento se procede a definir la taxonomía, con el fin de definir a cuáles activos se debe realizar el mantenimiento y el respectivo seguimiento de la vida útil es fundamental definir de acuerdo con la norma ISO 14224 la taxonomía, esto permite establecer los niveles de jerarquía, en la Figura 29 se indica como referencia como se aborda la taxonomía de acuerdo con la norma antes mencionada con sus respectivos niveles.

Figura 29. Clasificación de Taxonomía con niveles (ISO 14224, 2016).



Con una adecuada construcción de los niveles, lo que se obtiene es una jerarquía de padres e hijos, lo cual permite identificar cual es el activo que debemos seleccionar para realizar el mantenimiento.

8.2. Fase 2: Con la norma ISO 31000 “Gestión del riesgo”, se realizó la evaluación de criticidad de los equipos.

Gestión del riesgo: Todas las organizaciones, sin importar su tamaño, se enfrentan a factores internos y externos que generan incertidumbre sobre si serán capaces de alcanzar sus objetivos. El efecto de esta incertidumbre es riesgo y es inherente a todas las actividades (ISO 31000, 2011).

Riesgo: Es la combinación de la probabilidad de ocurrencia de un evento (amenaza) y sus consecuencias, haciendo notar que estas pueden ser positivas o negativas y, en algunas circunstancias, el riesgo surge de la posibilidad de desviación de la ocurrencia del evento esperado (ISO 31000, 2011).

$$Riesgo = (Probabilidad) * (Exposición) * (Consecuencia) \quad EC(2)$$

Utilidad del estudio de criticidad.

- ✓ Priorización de órdenes de trabajo.
- ✓ Diseño del plan de mantenimiento.

- ✓ Evaluación de repuestos (optimización de Inventarios).
- ✓ Evaluación de requerimientos de inspecciones
- ✓ Determinación del impacto en el negocio orientando a ejecución de proyectos y el direccionamiento de presupuesto hacia áreas de mayor rentabilidad.
- ✓ Orientación de capacitaciones al personal.

El primer paso para construir la valoración de las consecuencias detalladas para el negocio, activo o sistema de activos a evaluar consiste en definir los objetos de impacto asociados a los objetivos que la empresa quiere lograr y las tablas de valoración que permitan conocer la postura de la compañía, 5 de los 7 objetos de impacto serán evaluados (EPM, 2018a).

- Personas.
- Ambiente.
- Calidad.
- Reputación.
- Financiero
- Tiempo
- Información

La severidad de los impactos está valorada numéricamente en un rango de 1 a 16 “matriz de riesgos” y se plasma según sea el caso resultante del análisis, siendo “1” el nivel de consecuencia mínimo y “16” en nivel de consecuencia máximo (EPM, 2018a).

Una vez definida la función, se continúa haciendo las preguntas ¿Qué impacto tiene la falla del activo “ítem evaluado”? (EPM, 2018a).

Para el caso específico en el impacto en personas se debe responder a la pregunta: ¿Cuál es el impacto del evento de falla del activo sobre la seguridad y la salud de las personas? (EPM, 2018a).

Para el impacto ambiental: ¿Cuál es el impacto del evento de falla del activo ambientalmente? (EPM, 2018a).

En la Calidad: ¿Cuál es el impacto del evento de falla del activo sobre la calidad del proceso o servicio? (EPM, 2018a).

En la reputación: ¿Cuál es el impacto del evento de falla del activo sobre reputación de la compañía? (EPM, 2018a).

En el aspecto financiero: ¿Cuál es el impacto del evento de falla del activo financieramente, en cuanto a pérdidas de producción, costos de reparación, multas, perdidas de contratos y demás pérdidas financieras? (EPM, 2018a).

8.2.1. Matriz de criticidad.

La matriz de criticidad por su parte es una herramienta utilizada para clasificar y visualizar la criticidad, mediante la definición de categorías de consecuencia y de su probabilidad. Para realizar el análisis, se utiliza la matriz de riesgos, que es una matriz (5x5) diseñada a base de un código de colores que denotan la menor o mayor intensidad del riesgo relacionado con cada uno de los activos a ser evaluados como se muestra en la Figura 30 (EPM, 2018a).

Figura 30. Matriz de riesgo (EPM, 2018a).

		CONSECUENCIA				
		Mínima	Menor	Moderada	Mayor	Máxima
PROBABILIDAD	Muy alta	5				
	Alta	4				
	Media	3				
	Baja	2				
	Muy baja	1				
		1	2	4	8	16

En el eje horizontal se representa la probabilidad de las fallas y en el vertical los impactos o consecuencias en los cuales incurrirá el activo en estudio (EPM, 2018a).

Al momento de evaluar el evento de falla, entendiendo la falla como pérdida de la función principal; es necesario cuantificar las probabilidades de ocurrencia y las consecuencias en cada uno de los cinco escenarios (EPM, 2018a).

En la fase de evaluación de la probabilidad de falla se indica la cantidad de eventos o fallas que ha presentado el activo dentro de su tiempo de operación en la empresa, si no se cuenta con la información necesaria se puede recurrir a “juicio de expertos” en donde el equipo evaluador brinda el conocimiento basándose en su experiencia dándole una calificación de uno a cinco, siendo 1 probabilidad de ocurrencia muy baja y 5 muy alta (EPM, 2018a).

Tabla 16. Probabilidad de falla (EPM, 2018a).

Muy Alta (5)	Alta (4)	Media (3)	Baja (2)	Muy Baja (1)
---------------------------	-----------------------	------------------------	-----------------------	---------------------------

Para determinar la probabilidad de ocurrencia de la falla, se debe responder la siguiente pregunta: ¿Cuál es la probabilidad/frecuencia de falla del activo dentro de su contexto operacional actual? (EPM, 2018a).

8.2.2. Redundancia.

Los criterios para redundancia del activo se definen si estructuralmente el activo según la configuración del proceso cuenta con uno o más activos de respaldo; para esto se debe estipular el número de activos en paralelo y la capacidad de cada uno de estos (EPM, 2018a).

Entre mayor sea el grado de redundancia, dependiendo del sistema, la severidad en la consecuencia de los objetos de impacto relacionados con operación, finanzas y calidad disminuyen, debido a que el equipo de respaldo hace que no se pierda la funcionalidad del sistema (EPM, 2018a).

La redundancia se debe clasificar usando los códigos de la Tabla 17 tomada de la norma estándar Norsok Z008 (EPM, 2018a).

Tabla 17. Redundancia (EPM, 2018a).

Grado de Redundancia	Código
La unidad no puede sufrir falla, sin influenciar la función	A
La unidad puede sufrir falla sin influenciar la función	B
Dos unidades pueden sufrir falla sin influenciar la función.	C

8.2.3. Índice de criticidad

Adicionalmente se calcula el índice de criticidad, cuyo resultado está dado por la suma del producto del valor de la consecuencia alcanzada en cada impacto por el valor de la probabilidad de ocurrencia de la falla. Esto permite jerarquizar los activos para priorizar la atención.

Índice de Criticidad= (\sum Consecuencia valorada en cada objeto de impacto) x Probabilidad de falla)

Con la aplicación de la metodología el resultado obtenido es la clasificación de criticidad de cada activo lo cual permitirá seguir con la siguiente fase.

8.3. Fase 3: Definir estrategia y plan de mantenimiento.

Estrategia de mantenimiento: Método de gestión usado para lograr los objetivos de mantenimiento (EN 13306, 2010).

Plan de mantenimiento: Conjunto estructurado y documentado de tareas que incluyen las actividades, los procedimientos, los recursos y la duración necesaria para realizar el mantenimiento (EN 13306, 2010).

Es importante realizar la selección de la estrategia de mantenimiento, a continuación, se indican los conceptos de RCM y TPM.

8.3.1. RCM o Reliability Centred Maintenance (Mantenimiento Centrado en confiabilidad).

El RCM reconoce que todo tipo de mantenimiento es válido y da pautas para decidir cuál es el más adecuado para cada situación, al hacer esto ayuda a asegurarse de que el tipo de mantenimiento escogido para cada equipo sea el más adecuado.

Como resultado, el RCM es una forma ideal para desarrollar planes de mantenimiento para equipos complejos para los que no existe mucha documentación al respecto, ahorra errores y pruebas, tan comunes cuando se desarrollan planes de mantenimiento.

Con el RCM se deben plantear las siguientes preguntas (SAE-JA1011, 1999):

- ¿Cuáles son las funciones?
- ¿De qué forma puede fallar?
- ¿Qué causa que falle?
- ¿Qué sucede cuando falla?
- ¿Qué ocurre si falla?
- ¿Qué se puede hacer para prevenir los fallos?
- ¿Qué sucede si no puede prevenirse el fallo? para aplicar la metodología se debe seguir lo siguiente:

8.3.2. Funciones y sus estándares de Funcionamiento.

Cada elemento de los equipos debe haberse adquirido para unos propósitos determinados. En otras palabras, deberá tener una función o funciones específicas. La pérdida total o parcial de estas funciones afecta a la organización en cierta manera. La influencia total sobre la organización depende de:

La función de los equipos en su contexto operacional y el comportamiento funcional de los equipos en ese contexto. Como resultado de esto el proceso de RCM comienza definiendo las funciones y los estándares de comportamiento funcional asociados a cada elemento de los equipos en su contexto operacional. Cuando se establece el funcionamiento deseado de cada elemento, el RCM pone un gran énfasis en la necesidad de cuantificar los estándares de funcionamiento siempre que sea posible. Estos estándares se extienden a la producción, calidad del producto, servicio al cliente, problemas del medio ambiente, costo operacional y seguridad (SAE-JA1011, 1999).

8.3.3. Fallas Funcionales

Una vez que las funciones y los estándares de funcionamiento de cada equipo se hayan definido, el paso siguiente es identificar cómo puede fallar cada elemento en la realización de sus funciones. Esto lleva al concepto de una falla funcional, que se define como la incapacidad de un elemento o componente de un equipo para satisfacer un estándar de funcionamiento deseado (SAE-JA1011, 1999).

8.3.4. Modos de Falla (Causas de Falla).

El paso siguiente es tratar de identificar los modos de falla que tienen más posibilidad de causar la pérdida de una función. Esto permite comprender exactamente qué es lo que puede que se esté tratando de prevenir. Cuando se está realizando este paso, es importante identificar cuál es la causa origen de cada falla. Esto asegura que no se malgaste el tiempo y el esfuerzo tratando los síntomas en lugar de las causas. Al mismo tiempo, cada modo de falla debe ser considerado en el nivel más apropiado, para asegurar que no se malgasta el tiempo en el análisis de falla en sí mismo (SAE-JA1011, 1999).

8.3.5. Efectos de las Fallas.

Cuando se identifica cada modo de falla, los efectos de las fallas también deben registrarse (en otras palabras, lo que pasaría si ocurriera). Este paso permite decidir la importancia de cada falla, y por lo tanto qué nivel de mantenimiento (si lo hubiera) sería necesario. El proceso de contestar sólo a las cuatro primeras preguntas produce oportunidades valiosas y muy importantes para

mejorar el funcionamiento y la seguridad, y eliminar errores. También mejora los niveles generales de comprensión acerca del funcionamiento de los equipos (SAE-JA1011, 1999).

8.3.6. Consecuencias de las Fallas.

Una vez que se hayan determinado las funciones, las fallas funcionales, los modos de falla y los efectos de estos en cada elemento significativo, el próximo paso en el proceso del RCM es preguntar cómo y (cuánto) importa cada falla. La razón de esto es porque las consecuencias de cada falla dicen si se necesita tratar de prevenirlos. Si la respuesta es positiva, también sugieren con qué esfuerzo debemos tratar de encontrar las fallas (SAE-JA1011, 1999).

RCM clasifica las consecuencias de las fallas en cuatro grupos:

- **Consecuencias de las fallas no evidentes.** Las fallas que no son evidentes no tienen impacto directo, pero exponen a la organización a otras fallas con consecuencias serias, a menudo catastróficas. Un punto fuerte del RCM es la forma en que trata las fallas que no son evidentes, primero reconociéndolos como tales, en segundo lugar, otorgándoles una prioridad muy alta y finalmente adoptando un acceso simple, práctico y coherente con relación a su mantenimiento (SAE-JA1011, 1999).
- **Consecuencias en la seguridad y el medio ambiente:** Una falla tiene consecuencias sobre la seguridad si puede afectar físicamente a alguien. Tiene consecuencias sobre el medio ambiente si infringe las normas gubernamentales relacionadas con el medio ambiente. RCM considera las repercusiones que cada falla tiene sobre la seguridad y el medio ambiente, y lo hace antes de considerar la cuestión del funcionamiento. Pone a las personas por encima de la problemática de la producción (SAE-JA1011, 1999).
- **Consecuencias Operacionales:** Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (capacidad, calidad del producto, servicio al cliente o costos industriales en adición al costo directo de la reparación). Estas consecuencias cuestan dinero, y lo que cuestan sugiere cuanto se necesita gastar en tratar de prevenirlas (SAE-JA1011, 1999).
- **Consecuencias que no son operacionales:** Las fallas evidentes que caen dentro de esta categoría no afectan ni a la seguridad ni a la producción, por lo que el único gasto directo es el de la reparación. Si una falla tiene consecuencias significativas en los términos de cualquiera de estas categorías, es importante tratar de prevenirlas. Por otro lado, si las consecuencias no son significativas, entonces no merece la pena hacer cualquier tipo de mantenimiento sistemático que no sea el de las rutinas básicas de lubricación y servicio (SAE-JA1011, 1999).

Por eso en este punto del proceso del RCM, es necesario preguntar si cada falla tiene consecuencias significativas. Si no es así, la decisión normal a falta de ellas es un mantenimiento que no sea sistemático. Si por el contrario fuera así, el paso siguiente sería preguntar qué tareas sistemáticas (si las hubiera) se deben de realizar. Sin embargo, el proceso de selección de la tarea no puede ser revisado significativamente sin considerar primero el modo de la falla y su efecto sobre la selección de los diferentes métodos de prevención (SAE-JA1011, 1999).

8.3.7. TPM o Total Productive Maintenance (Mantenimiento productivo total).

Es una filosofía para impregnar las operaciones de una empresa, impactando las personas en todos los niveles (Delgado, Parra y Rojas, 2010 y 2011).

Conjunto de técnicas y prácticas orientadas a maximizar la efectividad (el mayor retorno posible) de los negocios y procesos. Adopta Cultura “cero”: Cero fallas, Cero accidentes, Cero defectos (Delgado, Parra y Rojas, 2010 y 2011).

8.3.8. Políticas y objetivos del TPM.

- Apuntar a la máxima economía de los equipos en toda su vida útil.
- Cultivar conocimientos y habilidades relacionadas con equipos entre los operadores.
- Crear un ambiente de trabajo vigoroso y entusiasta.
- Promover una mayor eficiencia a través de una mayor flexibilidad.
- Revitalizar los empleados y aprovechar al máximo los talentos de los empleados.
- Apuntar a un mantenimiento de clase mundial con rendimiento de fabricación y calidad.
- Planificar el crecimiento corporativo a través del liderazgo empresarial.

8.3.9. Pasos del programa de desarrollo de TPM.

Preparación:

1. Decisión de la dirección de aplicar TPM a la organización.
2. Llevar a cabo la campaña introductoria de educación y publicidad del TPM.
3. Crear organismos de promoción de TPM.
4. Establecer políticas y objetivos básicos de TPM.
5. Redactar un plan maestro para implementar TPM.

Introducción:

6. Realizar la apertura de las iniciativas de TPM (Cultivar la atmósfera para elevar la moral, la inspiración y la dedicación) (Delgado, Parra y Rojas, 2010 y 2011).

Implementación.

7. Maximizar la efectividad de las instalaciones.
 - ✓ Realizar actividades de mejora enfocadas.
 - ✓ Establecer y desplegar programa de mantenimiento autónomo.
 - ✓ Implementar el programa de mantenimiento planificado.
 - ✓ Llevar a cabo entrenamiento en habilidades de operación y mantenimiento.
8. Construir un sistema de gestión temprana para nuevos productos y equipos.
9. Construir un sistema de mantenimiento de calidad.
10. Construir un sistema de efectivo de administración y apoyo.
11. Desarrollar un sistema para la gestión de la salud, la seguridad y el medio ambiente.

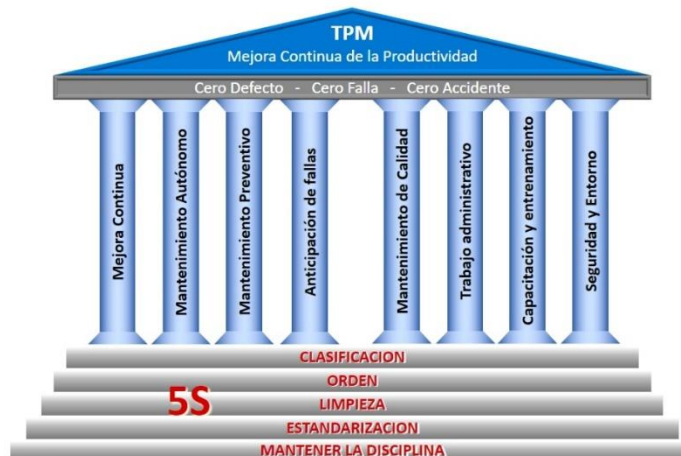
Consolidación.

12. Mantener una implementación completa de TPM y elevar los niveles (incentivos) (Delgado, Parra y Rojas, 2010 y 2011).

8.3.10. Pilares del TPM.

Los pilares o procesos fundamentales del TPM sirven de apoyo para la construcción de un sistema de producción ordenado. Se implantan siguiendo una metodología disciplinada, potente y efectiva. Los pilares considerados como necesarios para el desarrollo del TPM en una organización ver Figura 31 (Delgado, Parra y Rojas, 2010 y 2011).

Figura 31. Pilares TPM (Anónimo, (s.f.)).



Como se puede observar la base de los 8 pilares se encuentra fundamentada en las 5'S, En la Tabla 18, se da un mejor detalle de los pilares (Delgado, Parra y Rojas, 2010 y 2011).

Tabla 18. Pilares de TPM (Delgado, Parra y Rojas, 2010 y 2011).

Actividad	Meta	Responsable	Nivel
1. Mejora continua	Consta en llegar a los problemas desde la raíz, con previa planificación, para saber cuál es la meta y en cuanto tiempo se logra	Producción/operación	Gerentes
2. Mantenimiento autónomo	Se enfoca en el operario, ya que, es quien interactúa más con el equipo, propone alargar la vida útil del equipo o línea de producción.	Producción/operación	Operadores
3. Mantenimiento planeado o preventivo	Su principal eje es el de entender la situación que se está presentando en el proceso o en el equipo teniendo en cuenta un equilibrio de costo-beneficio.	Producción Mantenimiento	Ingenieros de producción Ingenieros de mantenimiento
4. Anticipación de fallas/Gestión temprana de equipos	Crear sistema para asegurar que la información y las técnicas se reflejan en el diseño de la maquinaria y las herramientas	Producción Mantenimiento	Ingeniería Ingenieros de producción
5. Mantenimiento de la calidad	Asegurar el 100% de productos de calidad y establecer condiciones de cero defectos	Producción	Gerentes y operadores
6. Trabajo administrativo	Asegurar que el trabajo administrativo mantiene la misma filosofía TPM	Áreas administrativas Oficina de promoción	Gerentes, líderes Administración del TPM
7. Capacitación y entrenamiento	Mejorar y mantener las habilidades y conocimientos del personal	Control de calidad Oficina de promoción de TPM	Administración del TPM
8. Seguridad y entorno	Mejorar y mantener un ambiente de trabajo seguro, limpio y ordenado para establecer condiciones de cero accidentes	Seguridad Industrial Producción Mantenimiento Áreas administrativas	Gerentes Ingenieros de producción Ingenieros de mantenimiento

8.3.11. Las 5's y el porqué de su importancia en la implementación del TPM (Delgado, 2010).

La importancia de las 5's es fundamental en la consecución de cualquier proceso de mejoramiento continuo, debido al cambio cultural que genera al interior de la organización y a sus implicaciones en la vida de cada una de las personas que tienen la oportunidad de vivir e implementar en su vida esta útil herramienta.

La estrategia de las 5's fue desarrollada por los japoneses en la década de los 80 y se basa en cinco palabras en japonés que son: (Seiri, Seiton, Seiso, Seiketsu, y Shitsuke), que buscan generar cambios radicales en los espacios de trabajo, a través del mejoramiento del ambiente y del uso razonable y adecuado de los recursos, todo basado en una cultura de disciplina.

Tabla 19. Beneficios 5'S (Delgado, Parra, 2010).

PALABRA EN JAPONES		TRADUCCIÓN	BENEFICIOS
SEIRI	整理	Organizar o Clasificar	<ul style="list-style-type: none"> - Disminuir la interrupción en el flujo de producción. - Tiempos de respuesta más rápidos. - Liberar espacio físico. - Disminuir defectos. - Gestión con stocks reducidos. - Crear áreas de trabajo seguras. - Disminuir los factores de riesgo. - Mejorar la responsabilidad y el compromiso.
SEITON	整頓	Ordenar	<ul style="list-style-type: none"> - Eliminar accidentes causados por elementos dejados en sitios en los cuales no deben estar. - Disminuir la probabilidad de incurrir en un error al tratar de ubicar un elemento. - Crear una cultura o pensamiento visual que ayude a establecer y actuar con base a estándares y señales visibles utilizadas para la ubicación de elementos.
SEISO	清掃	Limpiar	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de la vida útil del equipo e instalaciones. - Menos probabilidad de contraer enfermedades. - Menos accidentes. - Mejor aspecto. - Ayuda a evitar mayores daños a la ecología.
SEIKETSU	清潔	Estandarizar	<ul style="list-style-type: none"> - Se guarda el conocimiento producido durante años. - Se mejora el bienestar del personal al crear un hábito de conservar impecable el sitio de trabajo en forma permanente. - Los operarios aprenden a conocer con profundidad el equipo y elementos de trabajo. - Se evitan errores de limpieza que puedan conducir a accidentes o riesgos laborales innecesarios.

PALABRA EN JAPONES		TRADUCCIÓN	BENEFICIOS
SHITSUKE	躰	Disciplina	<ul style="list-style-type: none"> - Se evitan reprimendas y sanciones. - Mejora la eficacia de los operarios. - El personal es más apreciado por los jefes y compañeros. - Mejora nuestra imagen.

De acuerdo con lo anterior se hace una revisión de aplicación de acuerdo a la política de gestión de activos de la organización, en el caso de no existir se toma el contexto de acuerdo al tipo de planta, esto con el fin de realizar la selección aplicación sea del RCM o TPM, lo cual aportará en el alcance de uno de los objetivos, “seleccionar la mejor táctica de mantenimiento, con el propósito de elaborar los planes y su aplicación” (Delgado, Parra, 2010).

8.3.12. Planes de Mantenimiento.

Se define como un conjunto estructurado y documentado de tareas que incluyen las actividades, los procedimientos, los recursos y la duración necesaria para realizar el mantenimiento (EN 13306, 2010).

Con los resultados obtenidos con la aplicación del RCM o TPM, se obtendrá los modos de falla que se deben atacar con sus respectivas tareas propuestas, frecuencia, especialidad, esta información será utilizada para realizar los procedimientos de mantenimiento que deben responder a lo siguiente:

- **Activo o equipo a intervenir:** Se define de acuerdo con la Taxonomía.
- **Periodicidad:** Se define cada cuanto se realiza la tarea (mensual, trimestral, cuatrimestral, semestral, anual...).
- **¿Qué?:** Resumen de la tarea de mantenimiento.
- **¿Cómo?:** Detalla la acción de ejecución, amplía el ¿Qué?.
- **Especialidad:** Disciplina que interviene el equipo (mecánico, electricista, electrónico...).
- **Tiempo requerido:** Tiempo que de ejecución de la tarea.
- **Repuestos e insumos:** Materiales necesarios para realizar la actividad.
- **Servicios:** Contratos necesarios para cumplir con la ejecución de la tarea.

Toda esta información se puede definir en el módulo de mantenimiento en el sistema de información sea un CMMS⁴ o un EAM⁵, esto con el fin de definir un mejor control y mejora del

⁴ Computerized maintenance management system

⁵ Enterprise Asset Management

proceso, adicionalmente de realizar el seguimiento de acuerdo con los indicadores que se establezcan.

Nota: El alcance de los planes en el presente documento consiste en definir la descripción de la tarea ¿Qué?, la especialidad y la frecuencia de mantenimiento, las otras variables dependen de los recursos dispuestos por la organización para realizar las actividades de mantenimiento y se maneja más a nivel de procedimiento o instructivos técnicos, lo cual no se desarrolla en ninguna de las fases.

8.4. Fase 4: Alinear el desarrollo del trabajo con la política de gestión de activos existente de acuerdo con la norma ISO serie 50000.

Es indispensable estudiar la política y lineamientos existentes en la organización, ya que realizar la propuestas o desarrollar los objetivos del presente trabajo por separado sin tener en cuenta los avances en la gestión de activos es cometer uno de los errores indicado en los antecedentes, el cual consiste en no relacionar todas las partes en pro de lograr los objetivos de la organización (ISO 50000, 2014), es en ese sentido que se revisarán la política con sus lineamientos y si es del caso las reglas de negocio establecidas con el fin de abordar e identificar cómo proceder para dar cumplimiento.

No es objetivo en alcanzar todos los requisitos exigidos por la norma, ni mucho menos de obtener un certificado, lo que se pretende es aportar en identificar:

- ¿Cuáles son los equipos? (Taxonomía),
- ¿Cuál es la criticidad?,
- ¿Cuál es la mejor estrategia de mantenimiento?

8.5. Conclusiones del capítulo.

La metodología marca la hoja de ruta en el desarrollo del presente trabajo, es clave para alcanzar los objetivos propuestos en el capítulo 7. Las dos primeras fases tienen como base las normas: ISO 14224:2016 e ISO 31000, la tercera fase aborda los conceptos básicos de RCM (mantenimiento centrado en confiabilidad) y TPM (mantenimiento productivo total), en la última fase se propone la alineación las anteriores fases a la política de gestión de activos tomando como referencia la norma ISO serie 50000.

La aplicación de las fases se puede observar a continuación.

9. Desarrollo de la Metodología.

Para un mejor orden de la información se presentará por separado el desarrollo de la metodología primero para una planta eólica y luego para la planta solar fotovoltaica.

9.1. Resultado Fase 1.

El propósito de la fase 1 es aplicar el numeral 8.2 “Taxonomía”, indicado en el presente documento en el capítulo 2.5.2, con esto inicialmente se dan los agrupadores o niveles del 1 al 5 los cuales corresponden al Uso/Ubicación.

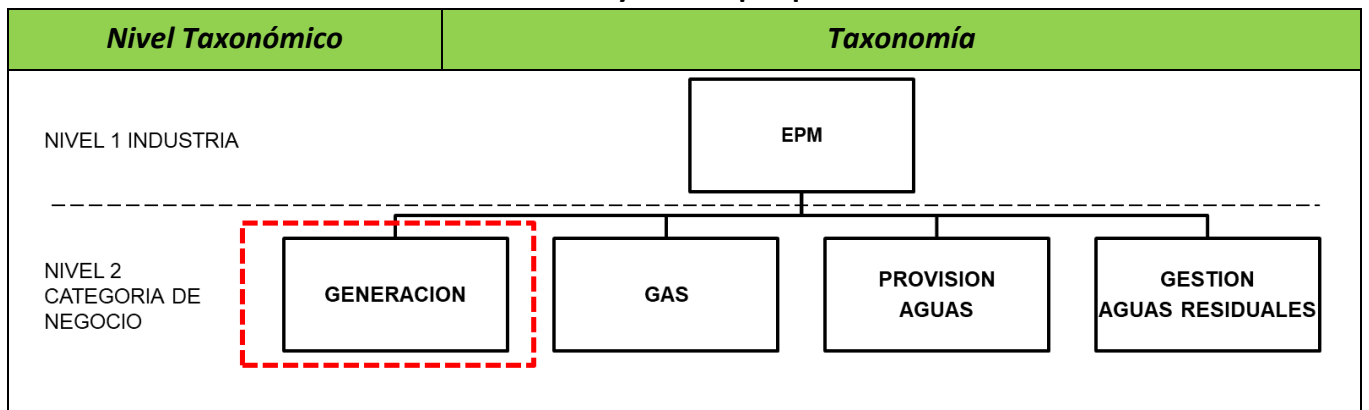
Los niveles 6 al 9 corresponden a la sub-división de equipos, siendo los elementos mantenibles los indicados en el nivel 8, el siguiente corresponde a parte, a este nivel se llevan aquellos elementos que sean indispensables detallar, esto depende de la relevancia que tenga la parte en el proceso, ya que puede ser que para una empresa de bombeo sea muy importante conocer el estado de los impeller de la motobomba, pero para una empresa de generación energía una bomba de características similares no tiene la misma relevancia dentro del proceso.

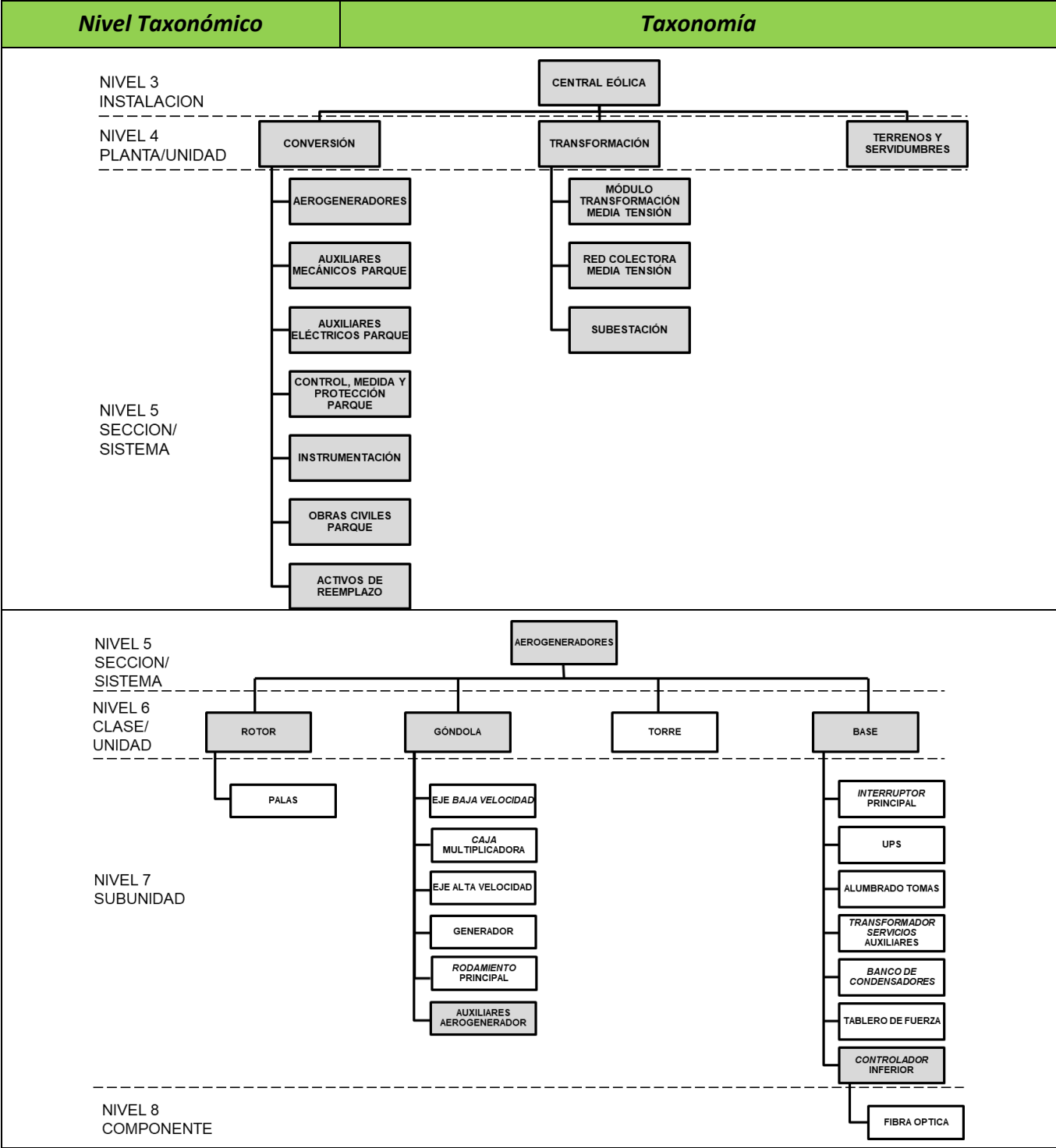
En la Tabla 20 y Tabla 21, se desarrolla la taxonomía con sus niveles, tomando las recomendaciones de la ISO 14224.

9.1.1. Taxonomía y niveles.

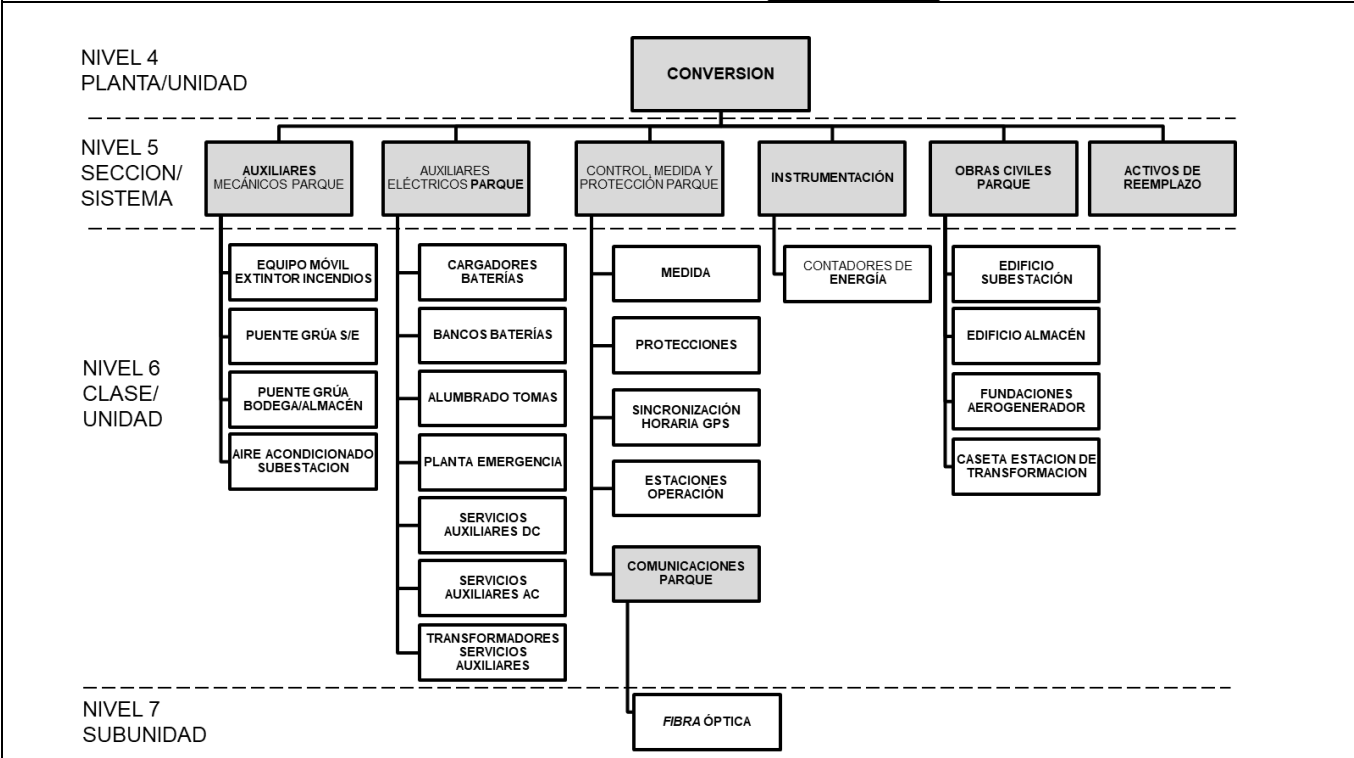
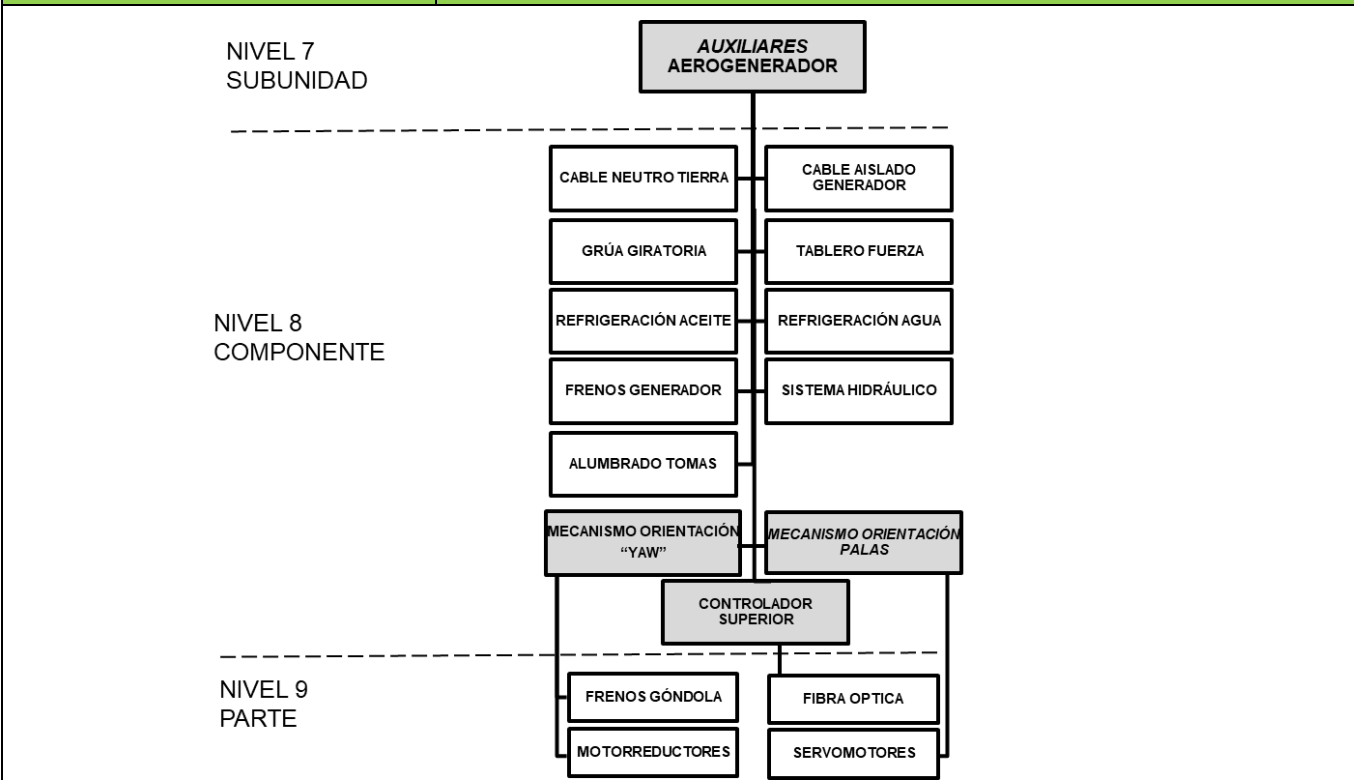
9.1.1.1. Taxonomía y niveles parque eólico.

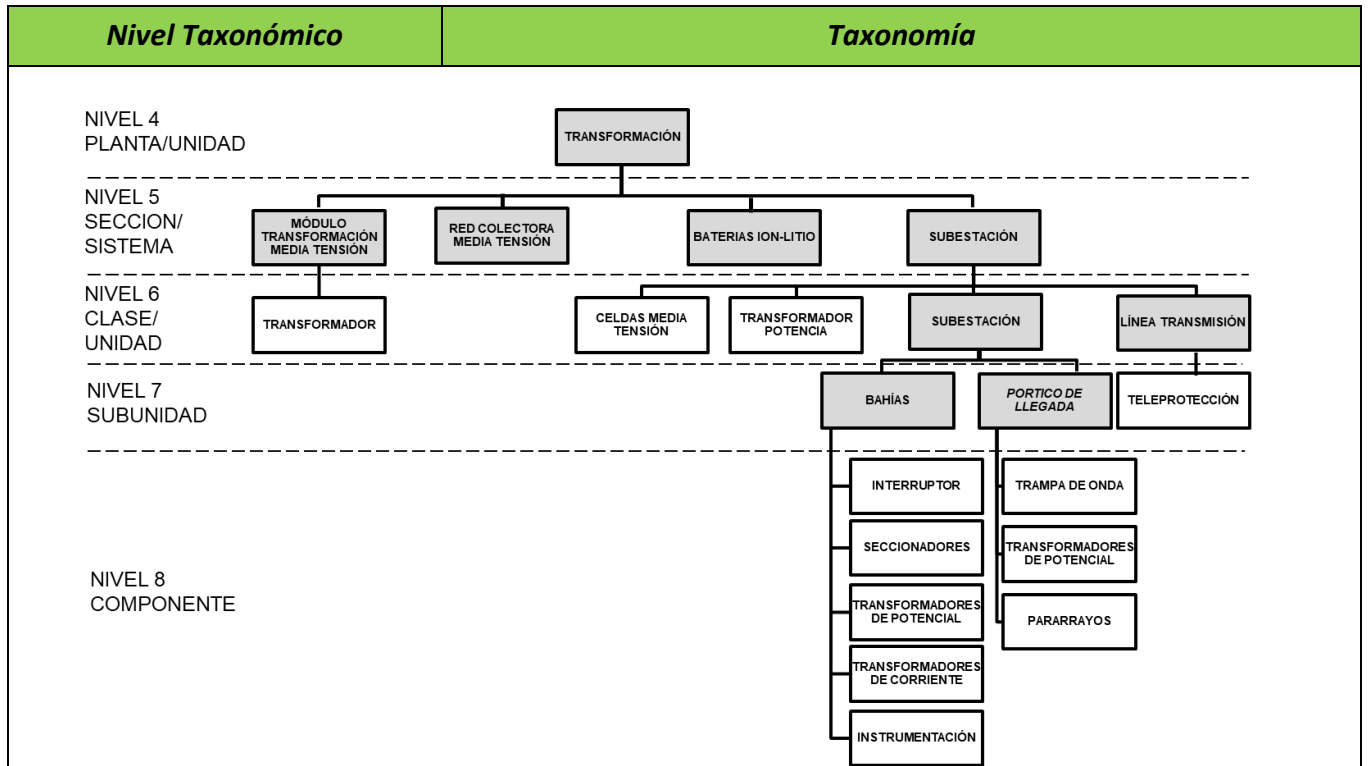
Tabla 20. Taxonomía y niveles parque eólico.





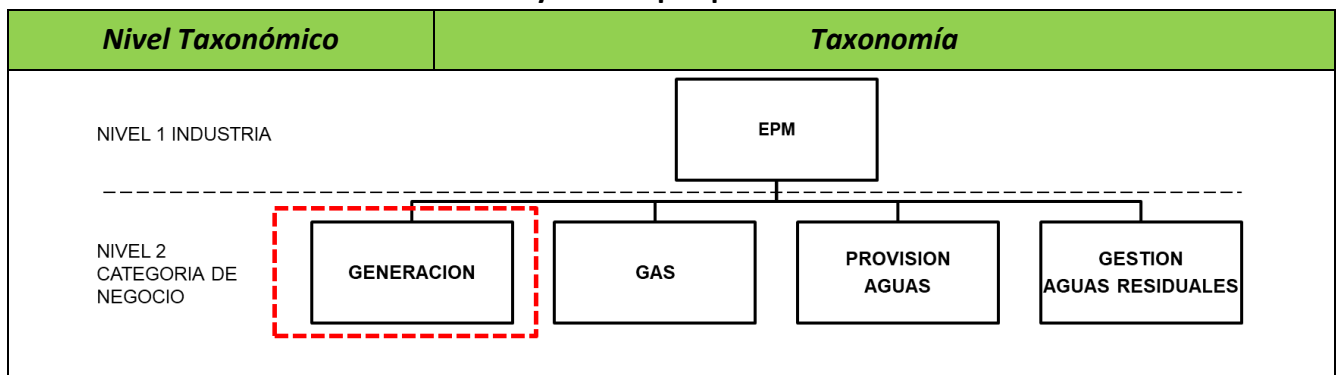
Nivel Taxonómico	Taxonomía
-------------------------	------------------

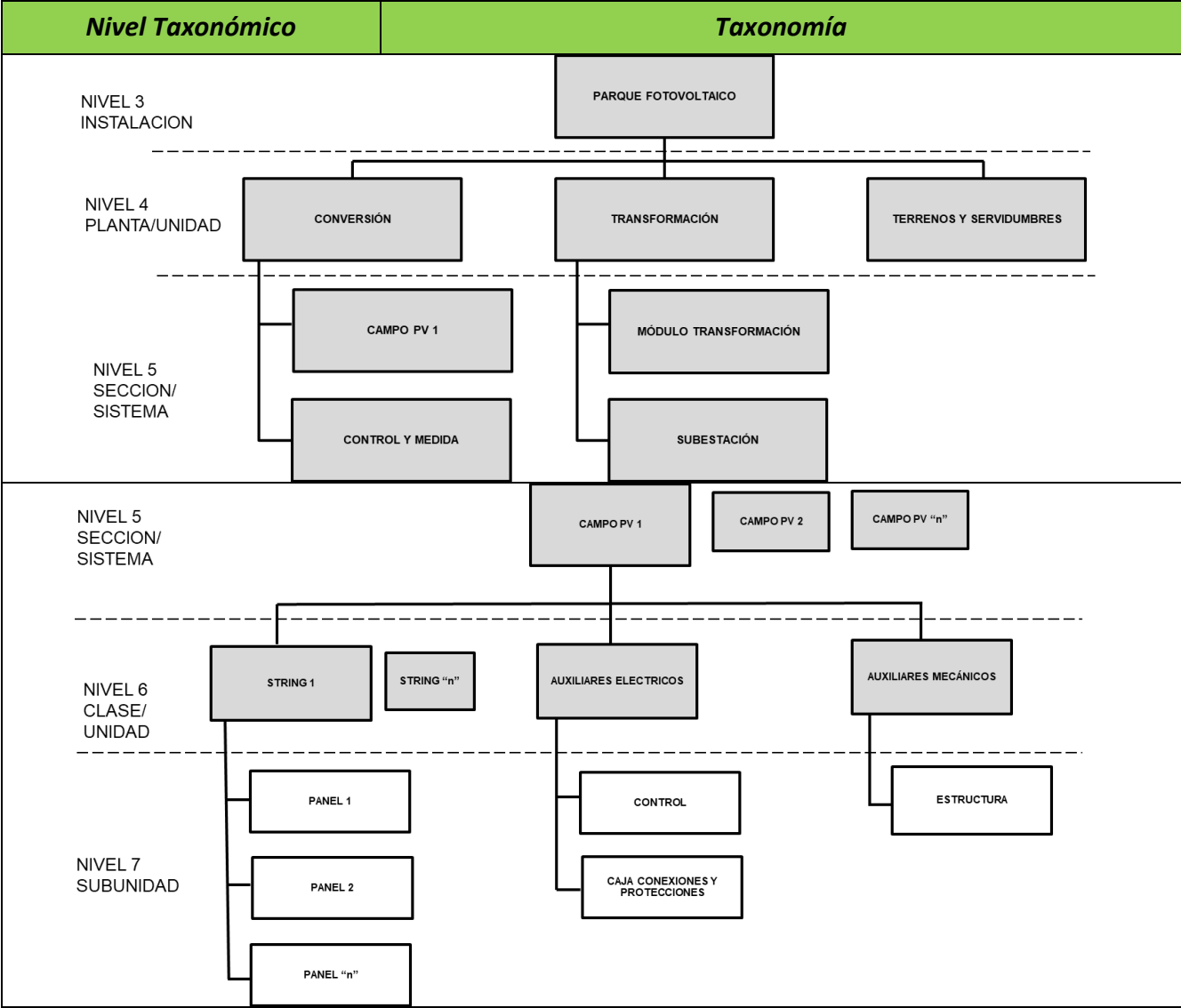


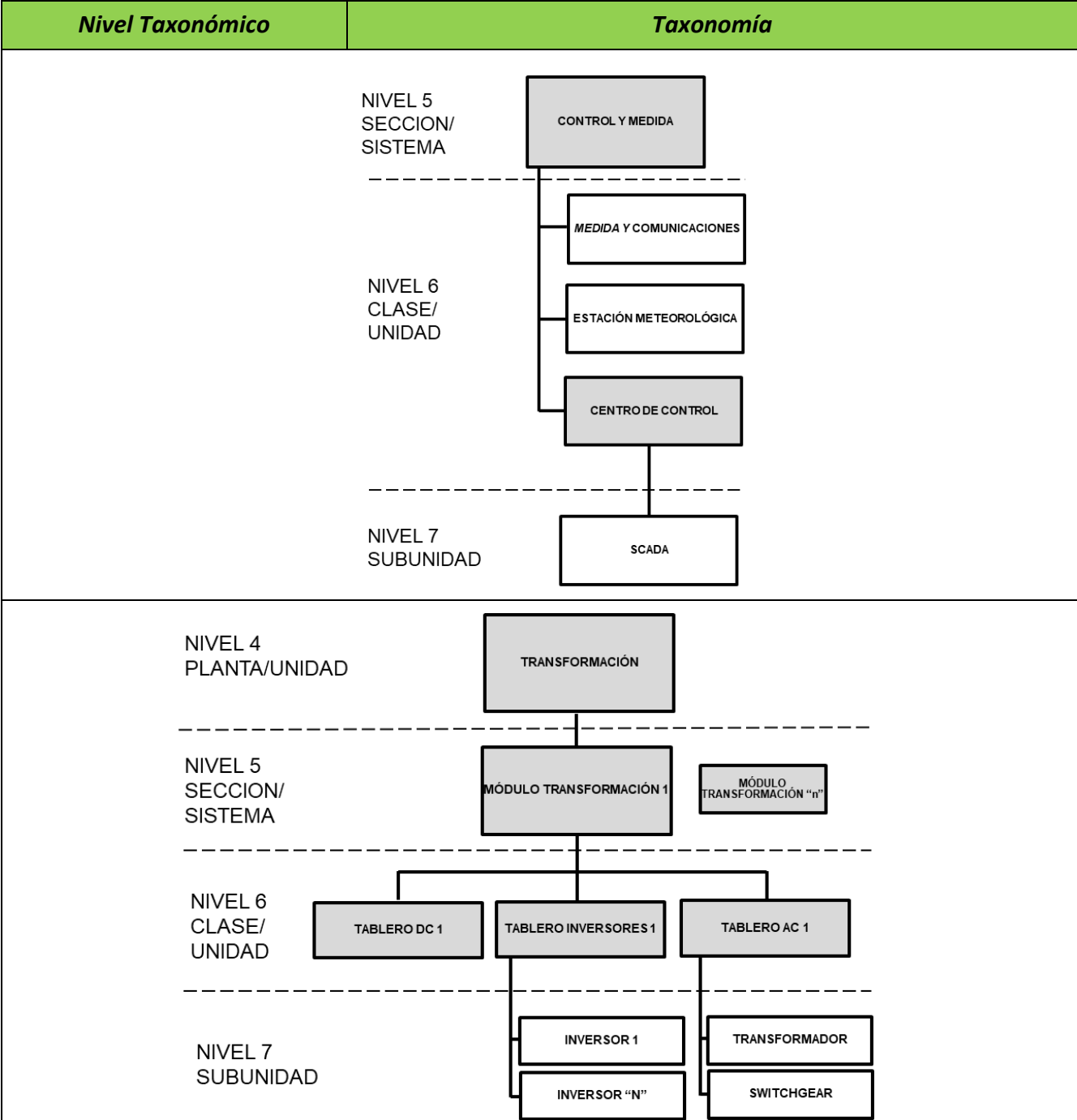


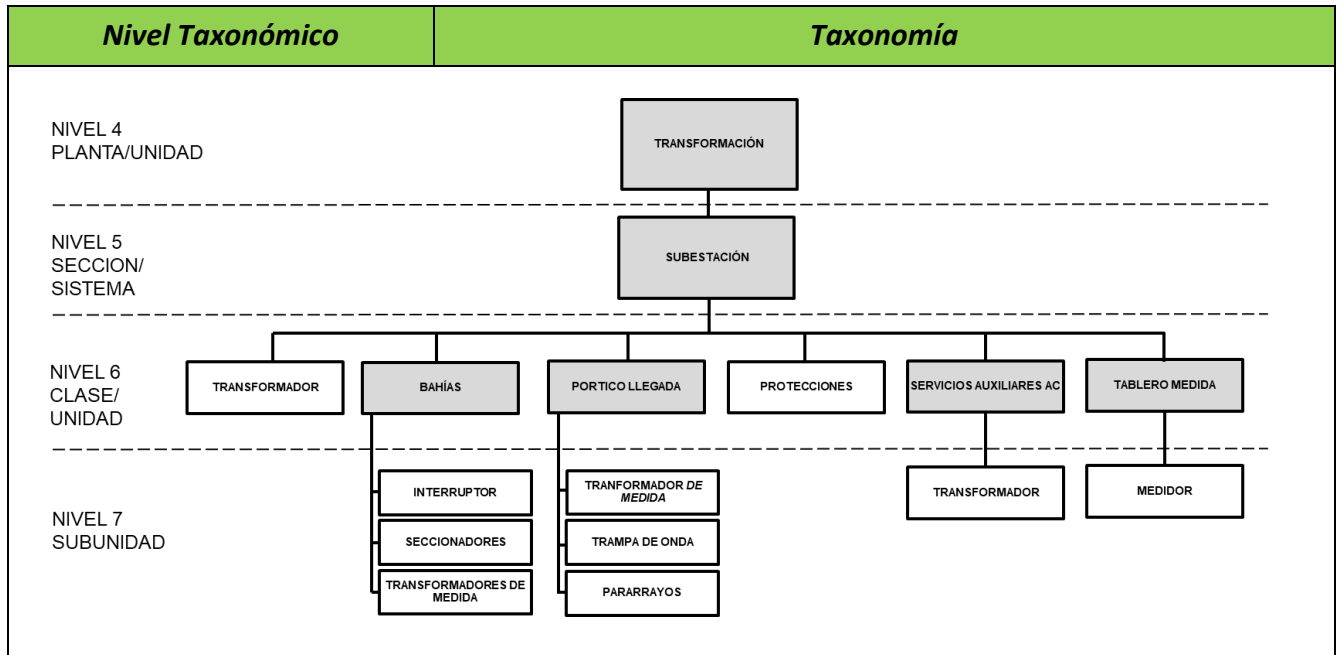
9.1.1.2. Taxonomía y niveles parque solar fotovoltaico.

Tabla 21 Taxonomía y niveles parque solar fotovoltaico.









Con estas agrupaciones permite tener una mejor identificación de los equipos, dando un mejor detalle para mantenimiento en los niveles 8 y 9.

En la práctica se encuentra que algunas empresas realizan órdenes de trabajo a los equipos desde el nivel 4, agrupando estos desde el nivel superior para realizar termografías, vibraciones, pruebas eléctricas, muestras de aceite, en general pruebas predicativas o MBC (Mantenimiento basado en condición).

La taxonomía depende del detalle al cual se quiera llegar, la norma ISO 14224 es una guía, sin embargo, son los expertos en mantenimiento quienes deciden hasta qué punto llegar.

9.1.2. Taxonomía detallada de padres e hijos.

En las Tabla 22 y Tabla 23, se indica en detalle la taxonomía con sus respectivos niveles, en esta se puede identificar padre e hijos, de esta manera se pueden ver en el módulo de mantenimiento en un EAM o ERP, con lo cual los encargados de mantenimiento pueden seleccionar los activos a los cuales realizarán las ordenes de trabajo de mantenimiento.

9.1.2.1. Taxonomía detallada de parque eólico padres e hijos.

Tabla 22. Taxonomía detallada de parque eólico.

TAXONOMÍA PARQUE EÓLICO	
Nivel	Descripción
1	Energía Eléctrica
.2	Generación
..3	Central Eólica
...4	Conversión
....5	Aerogeneradores
.....6	Rotor
.....7	Palas
.....8	Mecanismos orientación Palas
.....9	Servomotores
.....6	Góndola
.....7	Eje de baja
.....7	Caja multiplicadora
.....7	Generador
.....7	Eje Alta velocidad
.....7	Rodamiento principal
.....7	Auxiliares Aerogenerador
.....8	Cable neutro tierra
.....8	Cable aislado generador
.....8	Grúa giratoria
.....8	Tablero Fuerza
.....8	Refrigeración aceite
.....8	Refrigeración agua
.....8	Frenos Generador
.....8	Sistema hidráulico
.....8	Alumbrado y tomas
.....8	Mecanismos de orientación "Yaw"
.....9	Frenos Góndola (yaw)
.....9	Motorreductores (Yaw)
.....8	Control Superior
.....9	Fibra óptica
.....6	Torre
.....6	Base
.....7	Interruptor principal

TAXONOMÍA PARQUE EÓLICO	
.....7	UPS
.....7	Alumbrado y tomas
.....7	Transformador servicios auxiliares
.....7	Banco condensadores
.....7	Tablero fuerza
.....7	Control Inferior
.....8	Fibra óptica
....5	Auxiliares Mecánicos Parque
.....6	Equipo móvil extintor incendios
.....6	Puente grúa S/E
.....6	Puente grúa bodega/almacén
.....6	Aire acondicionado subestación
....5	Auxiliares Eléctricos Parque
.....6	Cargadores Baterías
.....6	Bancos baterías
.....6	Alumbrado tomas
.....6	Planta emergencia
.....6	Servicios auxiliares DC
.....6	Servicios auxiliares AC
.....6	Transformador servicios auxiliares
....5	Control, medida y protección Parque
.....6	Medida
.....6	Protecciones
.....6	Sincronización horaria GPS
.....6	Estaciones operación
.....6	Comunicaciones Parque
.....7	Fibra óptica
....5	Instrumentación
.....6	Contadores de energía
....5	Obras Civiles Parque
.....6	Edificio subestación
.....6	Edificio almacén
.....6	Fundaciones aerogenerador
.....6	Edificio estación de transformación
....5	Activos de reemplazo
....4	Transformación
....5	Módulo transformación media tensión

TAXONOMÍA PARQUE EÓLICO	
....6	Transformador
....5	Red colectora media tensión
....5	Baterías Ion-Litio
....5	Subestación
....6	Celda media tensión
....6	Transformador Potencia
....6	Subestación
.....7	Bahías
.....8	Interruptor
.....8	Seccionadores
.....8	Transformadores potencial
.....8	Transformadores corriente
.....8	Instrumentación
.....7	Pórtico llegada
.....8	Trampa de onda
.....8	Transformadores potencial
.....8	Pararrayos
....6	Línea transmisión
.....7	Teleprotección
...4	Terrenos y servidumbres

9.1.2.2. Taxonomía detallada de parque solar fotovoltaico padres e hijos.

Tabla 23. Taxonomía detallada de parque solar fotovoltaico.

TAXONOMÍA PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO	
Nivel	Descripción
1	EPM
.2	Generación
..3	Parque Fotovoltaico
...4	Conversión
....5	Campo PV 1
.....6	String 1
.....7	Panel 1
.....7	Panel 2
.....7	Panel n
....6	Auxiliares Eléctricos
.....7	Control

TAXONOMÍA PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO	
.....7	Caja Conexiones y protecciones
.....6	Auxiliares Mecánicos
.....7	Estructura
....5	Control y medida
.....6	Centro de control
.....7	Scada
.....6	Medida y comunicaciones
.....6	Estación Meteorológica
...4	Transformación
....5	Módulo Transformación 1
.....6	Tablero DC
.....6	Tablero Inversores
.....7	Inversor
.....6	Tablero AC
.....7	Transformador
.....7	Switchgear
....5	Subestación
.....6	Transformador
.....6	Bahías
.....7	Interruptor
.....7	Seccionadores
.....7	Transformadores de medida
.....6	Pórtico de llegada
.....7	Transformador de medida
.....7	Trampa de onda
.....7	Pararrayos
.....6	Protecciones
.....6	Servicios Auxiliares AC
.....7	Transformador
.....6	Tablero medida
.....7	Medidor

Esta buena selección permite:

- ✓ Llevar una adecuada gestión de la vida útil del activo hasta su desincorporación.
- ✓ Medir los costos desde la concepción del proyecto: CAPEX
- ✓ Medir los costos de operar y mantener, bien sea por equipo o sistemas: OPEX
- ✓ Realizar planeaciones de mantenimientos sobre equipos o sistemas.
- ✓ Trazabilidad en documentación de intervenciones realizadas a los activos.

- ✓ Identificar modos de falla.
- ✓ Clasificación de la criticidad.
- ✓ Construcción de procedimientos técnicos.
- ✓ Establecimiento de indicadores que permitan medir el desempeño del activo y de las intervenciones del mantenimiento.

Seguir con el orden propuesto es evitar comenzar con reprocesos que en definitiva es significado de una mala planificación.

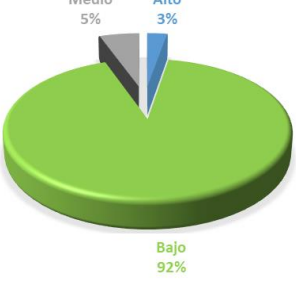
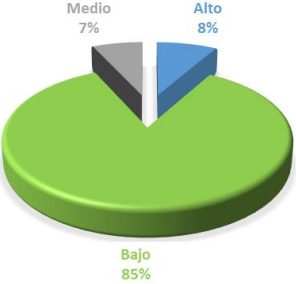
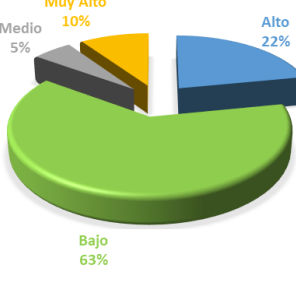
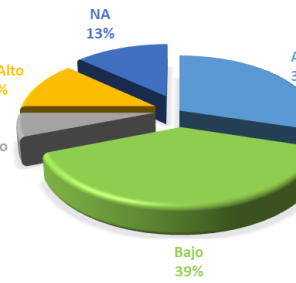
9.2. Resultado Fase 2.

9.2.1. Resultado Criticidad parque eólico.

Se realizó el análisis de criticidad a un total de 84 equipos con los siguientes resultados.

Tabla 24. Resultado Criticidad parque eólico.

Objetos de impacto	Resultado			
Personas	Criticidad Personas	Cantidad activos	% activos	
	Alto	7	10%	
	Bajo	56	77%	
	Muy Alto	3	4%	
	Medio	7	10%	
	Total general	73	100%	
Ambiente	Criticidad Ambiente	Cantidad activos	% activos	
	Alto	8	11%	
	Bajo	60	82%	
	Medio	5	7%	
	Total general	73	100%	

Objetos de impacto	Resultado			
Reputación	Criticidad Reputación	Cantidad activos	% activos	
	Alto	2	3%	
	Bajo	67	92%	
	Medio	4	5%	
	Total general	73	100%	
Calidad	Criticidad Calidad	Cantidad activos	% activos	
	Alto	6	8%	
	Bajo	62	85%	
	Medio	5	7%	
	Total general	73	100%	
Financiero	Criticidad Financiero	Cantidad activos	% activos	
	Alto	16	22%	
	Bajo	46	63%	
	Medio	4	5%	
	Muy Alto	7	10%	
	Total general	73	100%	
Índice General	Criticidad	Cantidad activos	% activos	
	Alto	25	30%	
	Bajo	33	39%	
	Medio	5	6%	
	Muy Alto	10	12%	
	NA	11	13%	
	Total general	84	100%	

En los resultados en la criticidad se especificaron como “NA” 11 de los 84 activos, estos representan agrupadores que son padre de varios activos, por lo tanto, no es posible aplicar el presente método.

Para profundizar en la elaboración de esta metodología consultar el link, en el cual se puede consultar todas las variables y datos con los cuales se obtuvieron los resultados indicado en la Tabla 24.

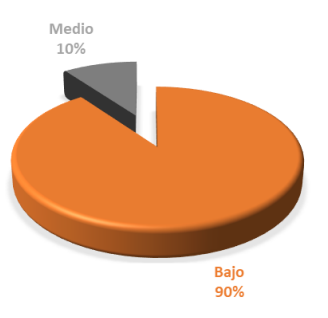
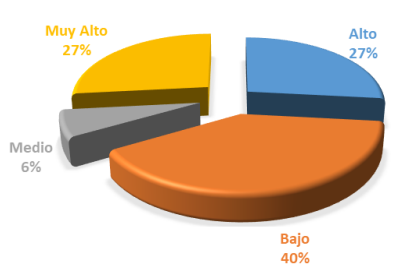
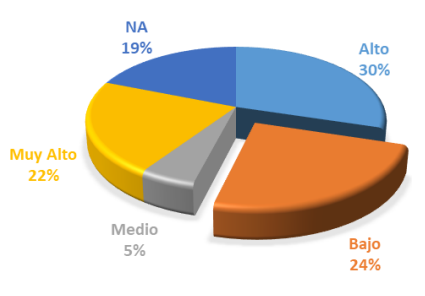
[Análisis de criticidad parque Eólico.](#)

9.2.2. Resultado Criticidad parque fotovoltaico.

Se realizó el análisis de criticidad a un total de 37 equipos con los siguientes resultados.

Tabla 25. Resultado Criticidad solar fotovoltaica.

Objetos de impacto	Resultado			
Personas	Criticidad Personas	Cantidad activos	% activos	
	Alto	6	20%	
	Bajo	18	60%	
	Medio	6	20%	
	Total general	30	100%	
Ambiente	Criticidad Ambiente	Cantidad activos	% activos	
	Alto	4	13%	
	Bajo	23	77%	
	Medio	3	10%	
	Total general	30	100%	
Reputación	Criticidad Reputación	Cantidad activos	% activos	
	Alto	1	3%	
	Bajo	25	83%	
	Medio	4	13%	
	Total general	30	100%	

Objetos de impacto	Resultado		
Calidad	Criticidad Calidad	Cantidad activos	% activos
	Bajo	27	90%
	Medio	3	10%
	Total general	30	100%
			
Financiero	Criticidad Financiero	Cantidad activos	% activos
	Alto	8	27%
	Bajo	12	40%
	Medio	2	7%
	Muy Alto	8	27%
	Total general	30	100%
			
Índice General	Criticidad	Cantidad activos	% activos
	Alto	11	30%
	Bajo	9	24%
	Medio	2	5%
	Muy Alto	8	22%
	NA	7	19%
	Total general	37	100%
			

En los resultados en la criticidad se especificaron como “NA” 7 de los 37 activos, estos representan agrupadores que son padre de varios activos, por lo tanto, no es posible aplicar el presente método.

Para profundizar en la elaboración de esta metodología consultar el link, en el cual se puede consultar todas las variables y datos con los cuales se obtuvieron los resultados indicado Tabla 25.

[Análisis de criticidad parque Fotovoltaico.](#)

9.3. Resultado Fase 3.

Con el análisis de criticidad se obtuvieron 10 equipos con criticidad muy alta, los cuales equivalen al 12%, y con una criticidad alta la cantidad de 25 equipos, los cuales corresponden al 30%. De acuerdo con lo establecido en los objetivos específicos se aplica RCM (Mantenimiento basado en confiabilidad), a un total de 35 equipos.

La elección del RCM es dado a que es el método más práctico y el cual involucra menos tiempo en obtener los resultados, dado que la aplicación de TPM (Mantenimiento productivo total), lleva más tiempo del cual no se dispone en un comisionamiento, además el TPM tiene mejor aplicación a productos de producción o bienes tangibles.

Para realizar el análisis de RCM se diligenciaron 5 formatos de los cuales se realiza una breve descripción:

- Formato 1: Se toma como referencia los activos con criticidad muy alta y alta, adicionalmente se especifica la función, falla funcional, modo de falla, efectos de las fallas.
- Formato 2: Se realiza la medición de riesgo, en el cual se obtiene una clasificación como se muestra en la Tabla 26.

Tabla 26. Clasificación riesgo (Shafiee & Dinmohammadi, 2014).

Color	Clasificación	RPN Mínimo	RPN Máximo
Rojo	Riesgo extremo	20000	40000
Naranja	Riesgo alto	2000	10000
Amarillo	Riesgo medio	40	1000
Verde	Riesgo bajo	1	30

Esta clasificación indica por medio del número de prioridad del riesgo (RPN), cuáles son los activos con riesgo extremo o alto, medio o bajo. Con el resultado se decide a cuáles activos son objeto de aplicar el RCM.

En el presente trabajo se elaboró el formato 2, sin embargo, no es tomado en el resultado final, dado a que el análisis del riesgo se evaluó la gestión del riesgo tomando como referencia la ISO 31000.

- Formato 2.1: Se indican todos los datos referencia con los cuales se obtuvieron los resultados indicados en el formato 2.
- Formato 3: Contiene la matriz de riesgo, insumo para el diligenciamiento del formato 2.

- Formato 4: Resultado final del RCM, se diligencia tomando como referencia el diagrama de decisión Figura 32, el cual permite evaluar las consecuencias de los modos de falla, además se obtiene las tareas propuestas, descripción de la tarea, frecuencia inicial. Aunque en el RCM no se indica la especialidad para el presente caso de aplicación se agregó cual (es) disciplinas deben realizar la ejecución.

Las tareas se basan en técnicas basadas en MBC (mantenimiento basado en condición) o predictivo, lo cual permite tener un mantenimiento menos intrusivo.

Figura 32. Diagrama decisión RCM (Yavuz, Doğan, Carus, & Görgülü, 2019).

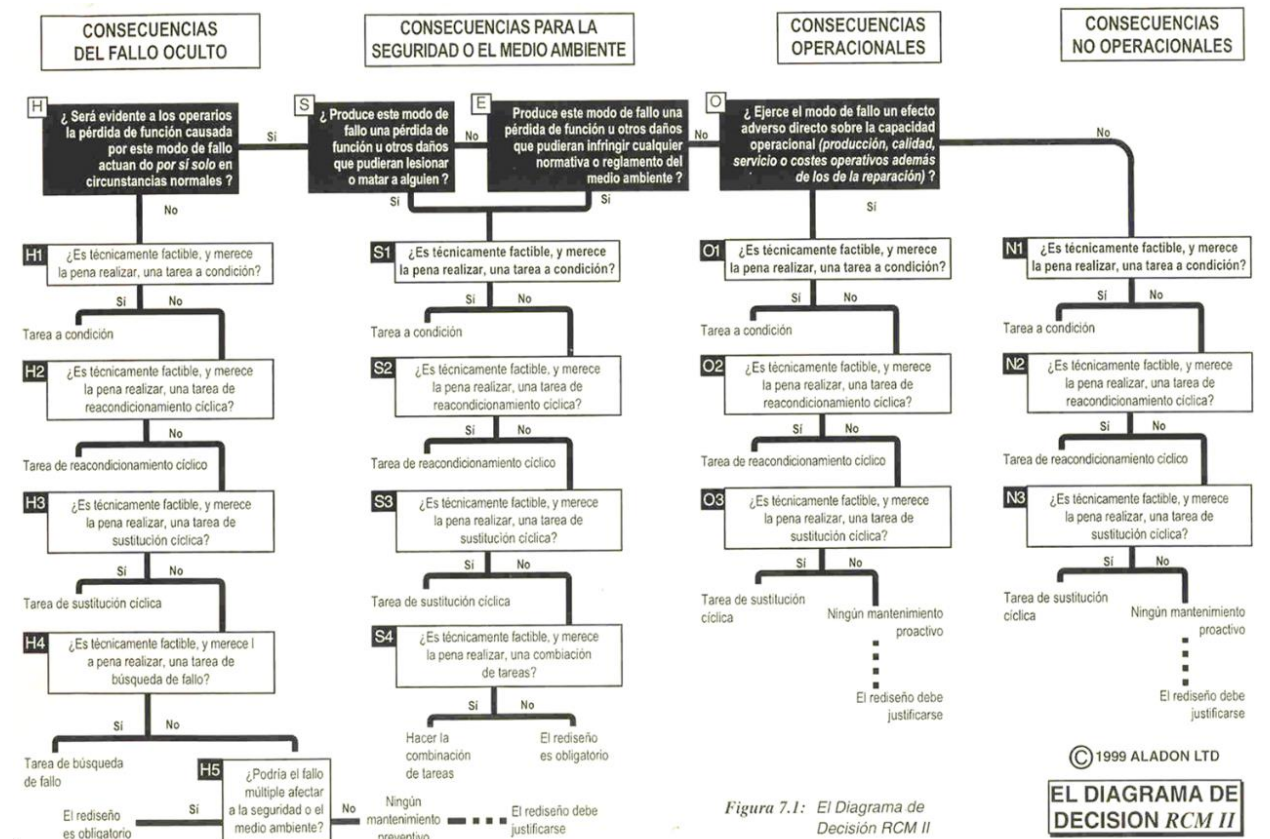
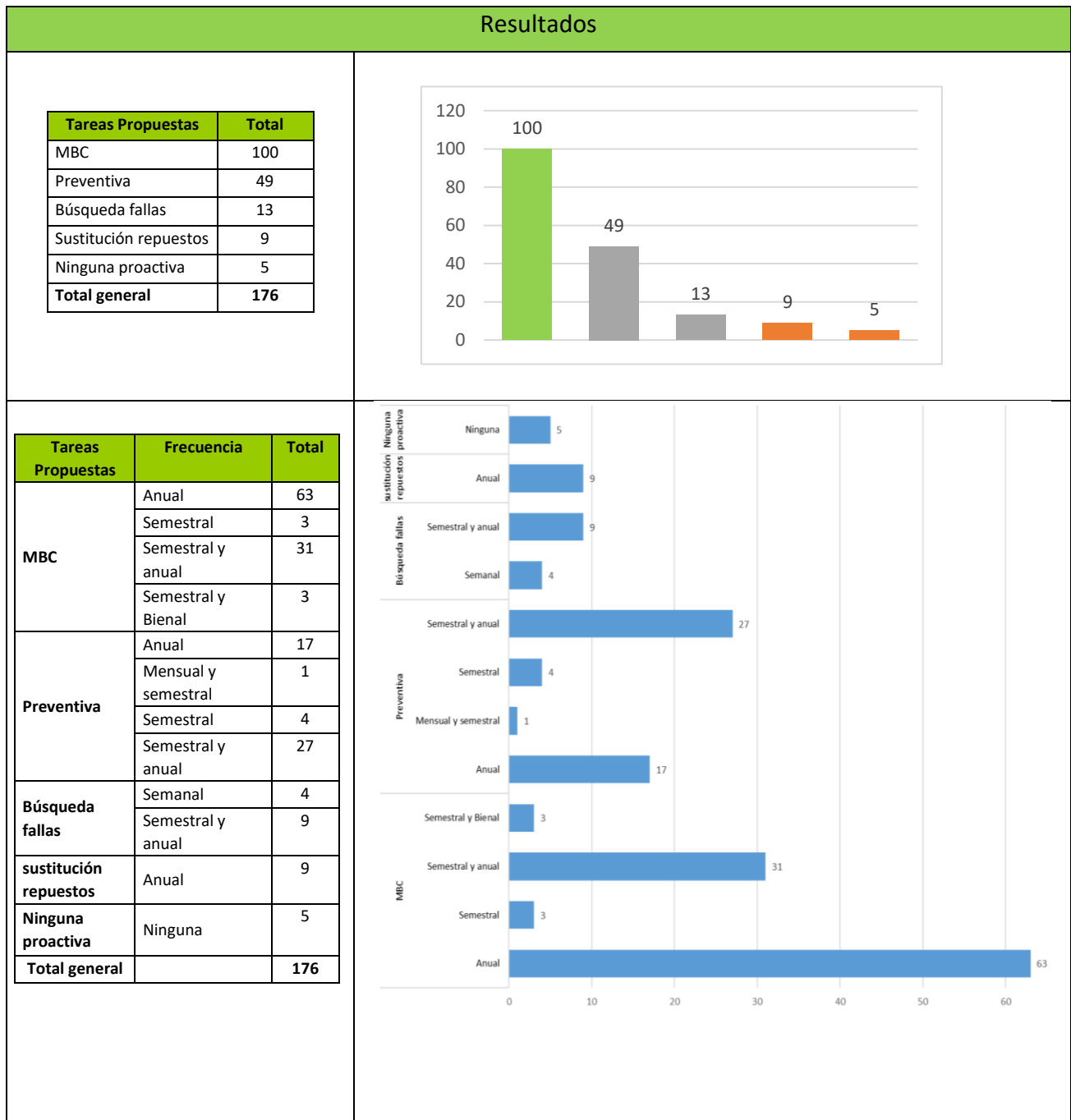


Figura 7.1: El Diagrama de Decisión RCM II

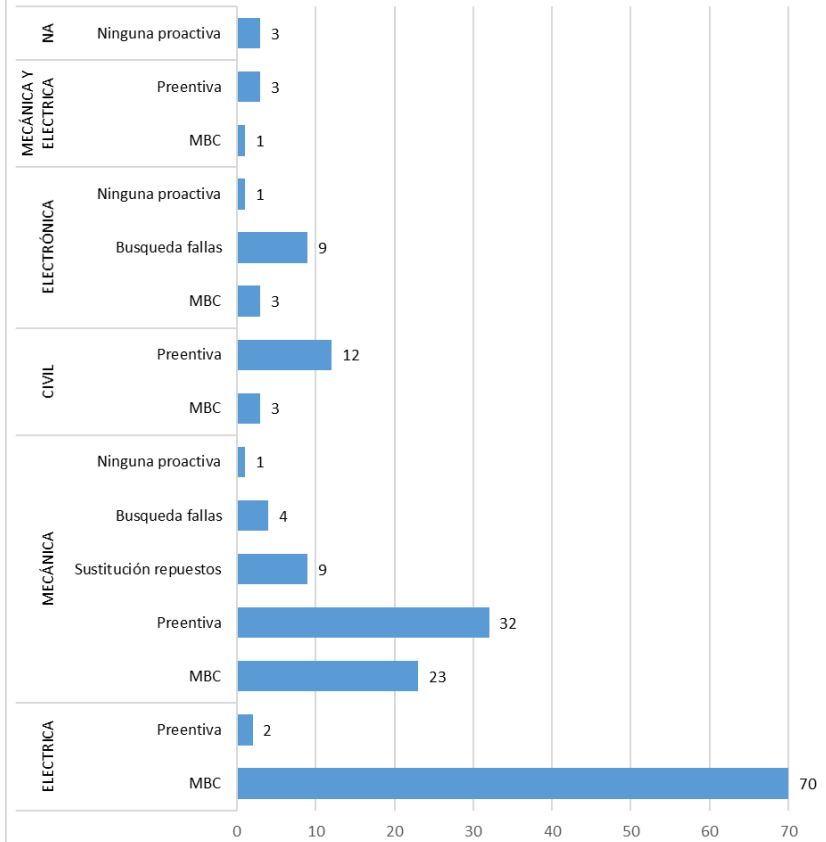
9.3.1. Resultados RCM eólica.

Tabla 27. Resultados RCM eólica.



Resultados

Especialidad	Tareas Propuestas	Total
ELECTRICA	MBC	70
	Preventiva	2
MECÁNICA	MBC	23
	Preventiva	32
	Sustitución repuestos	9
	Búsqueda fallas	4
	Ninguna proactiva	1
CIVIL	MBC	3
	Preventiva	12
ELECTRÓNICA	MBC	3
	Búsqueda fallas	9
	Ninguna proactiva	1
MECÁNICA Y ELECTRICA	MBC	1
	Preventiva	3
NA	Ninguna proactiva	3
Total general		176



Tarea a condición = MBC

Tarea de sustitución cíclica = Sustitución repuestos

Tarea "a falta de" búsqueda de fallas = Búsqueda fallas

Tarea de reacondicionamiento cíclico = Preventiva

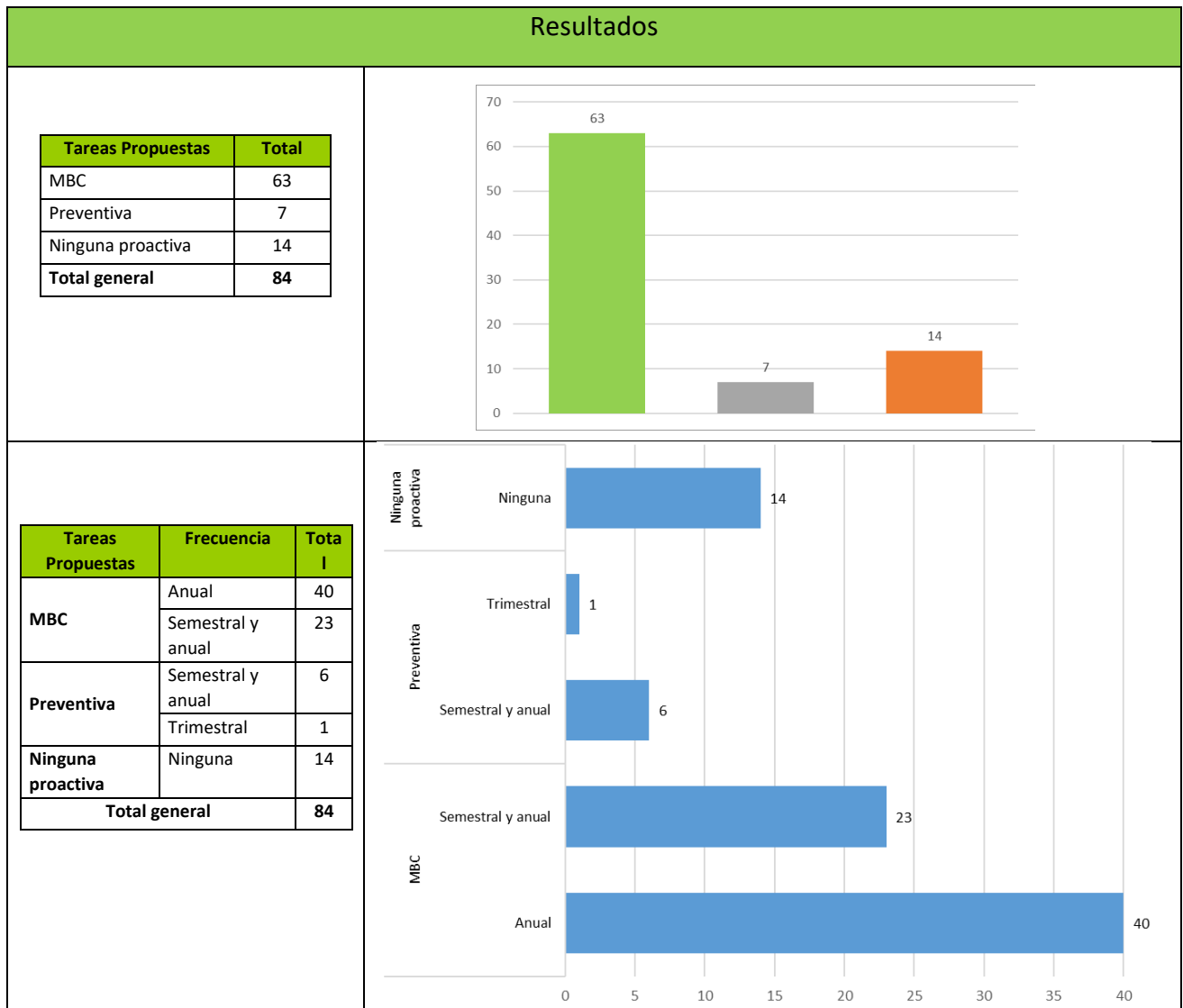
Ninguna tarea de mantenimiento proactivo = Ninguna proactiva.

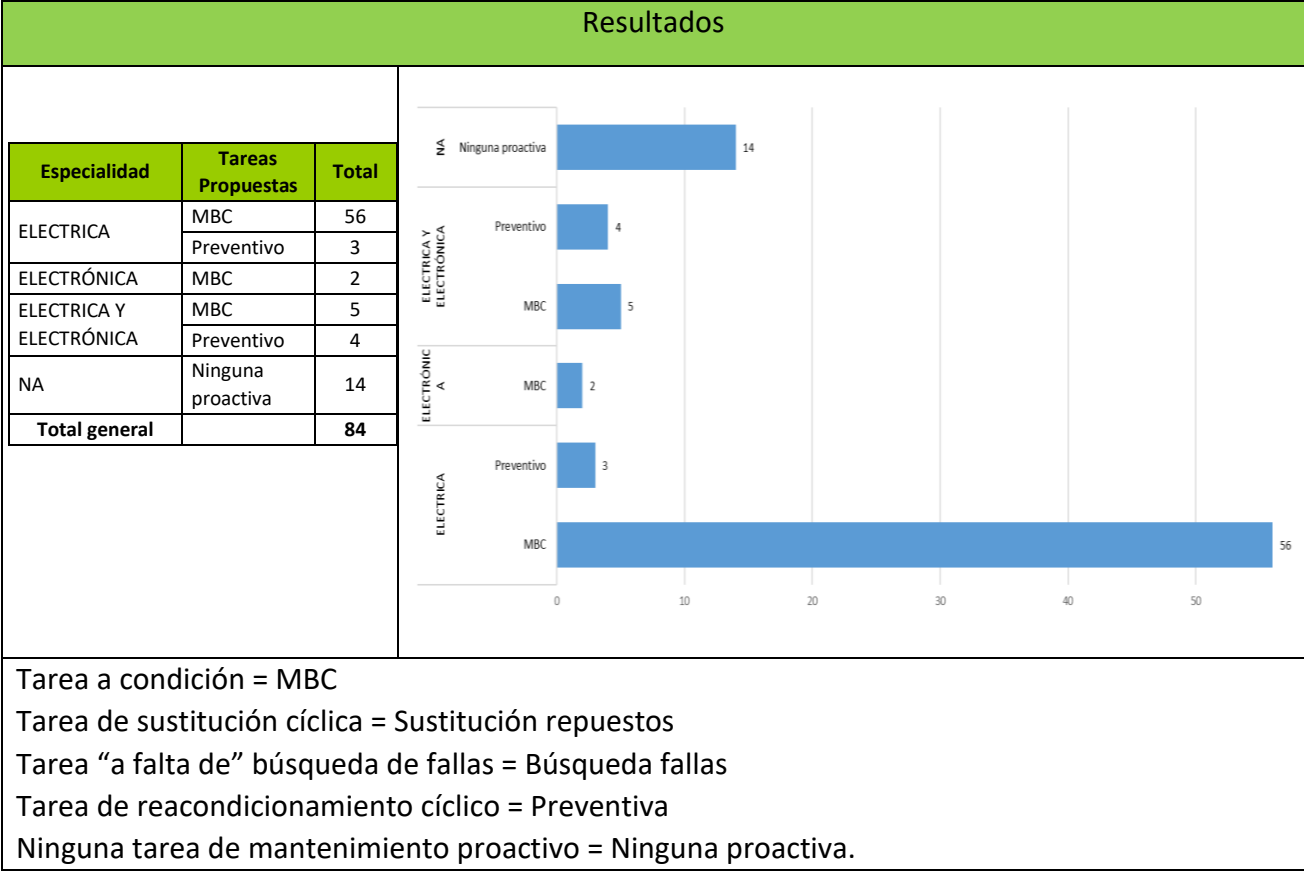
Para profundizar en la elaboración de esta metodología consultar el link, en el cual se puede consultar todas las variables y datos con los cuales se obtuvo los resultados indicados en la Tabla 27.

[RCM Parque Eólico.](#)

9.3.2. Resultados RCM solar fotovoltaica.

Tabla 28. Resultados RCM solar fotovoltaica.





Para profundizar en la elaboración de esta metodología consultar el link, en el cual se puede consultar todas las variables y datos con los cuales se obtuvo los resultados indicados en la Tabla 28.

[RCM Parque Fotovoltaico.](#)

9.4. Resultado Fase 4.

En esta fase no se cuenta con la autorización para detallar el estado en el cual se encuentra la empresa, ya que, esta información es confidencial dado a que maneja focos estratégicos del negocio Generación Energía, es en ese sentido que esta fase se realizará de manera descriptiva.

9.4.1. Nivel madurez.

9.4.1.1. Metodología de evaluación SAM.

El IAM (Institute of Asset Management), ha desarrollado una metodología de evaluación conocida como SAM (Self-Assessment Methodology) para que las organizaciones puedan medir

su nivel de madurez en la gestión de activos, la cual se puede aplicar a cualquier tipo de organización (EPM, 2018c).

SAM permite a las organizaciones evaluar su capacidad a través de las 27 sub-cláusulas de la norma ISO 55001 ver Tabla 29, especificación internacional tomada como referencia (EPM, 2018c).

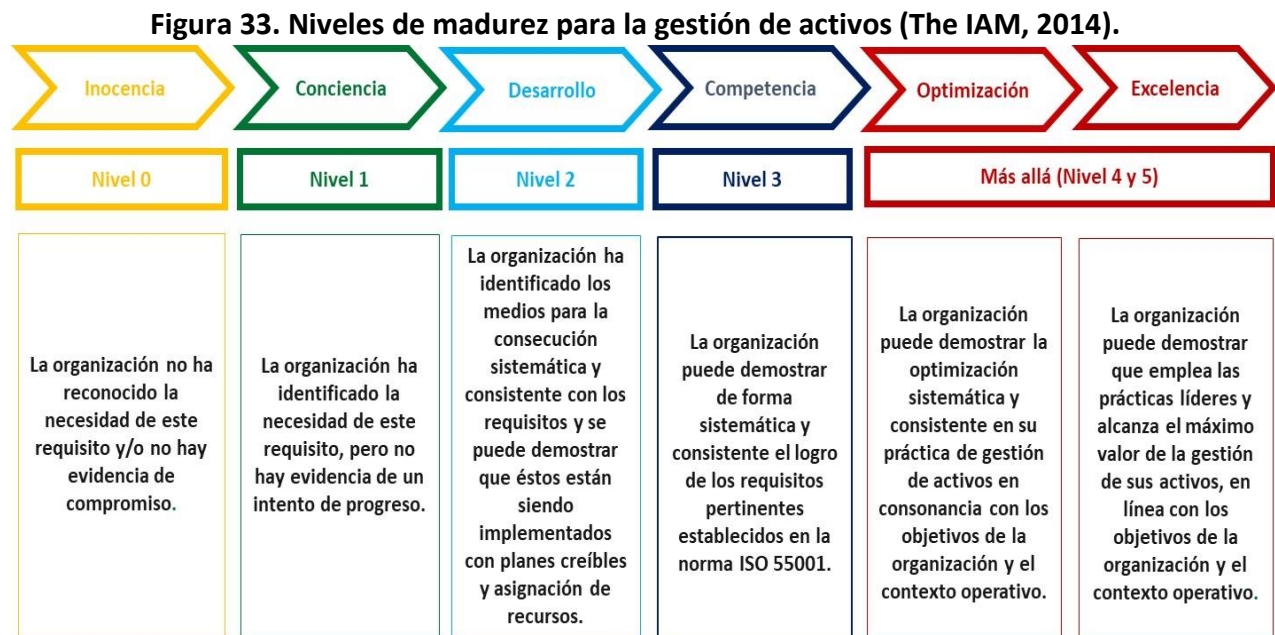
Tabla 29. Requisitos ISO 55001:2014.

Numeral	Descripción
4	Contexto de la organización
4.1	La comprensión de la organización y su contexto
4.2	La comprensión de las necesidades y expectativas de las partes interesadas
4.3	Determinar el alcance del sistema de gestión de activos
4.4	Sistema de Gestión de Activos
5	Liderazgo
5.1	Liderazgo y compromiso
5.2	Política
5.3	Roles, responsabilidades y autoridad en la organización
6	Planificación
6.1	Acciones para hacer frente a riesgos y oportunidades para el sistema de gestión de activos
6.2	Objetivos de gestión de activos y planificación para lograrlos
62.1	Objetivos de gestión de activos
6.2.2	Planificación para lograr los objetivos de gestión de activos
7	Apoyo
7.1	Recursos
7.2	Competencia
7.3	Toma de Conciencia
7.4	Comunicación
7.5	Requisitos de información
7.6	Información documentada
7.6.1	Generalidades

Numeral	Descripción
7.6.2	Redacción y actualización
7.6.3	Control de la información documentada
8	Operación
8.1	Planificación y control operativo
8.2	Gestión del cambio
8.3	Contrato a terceros
9	Evaluación del desempeño
9.1	Seguimiento, medición, análisis y evaluación
9.2	Auditoría interna
9.3	Revisión por la dirección
10	Mejora
10.1	No conformidad y acciones correctivas
10.2	Acción preventiva
10.3	Mejora continua

La metodología propone seis (6) grados de madurez de implementación de los requerimientos del estándar internacional.

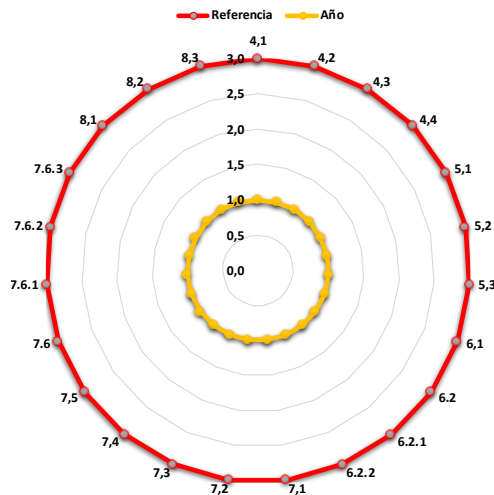
Los niveles de madurez se miden: 0 (Inocencia), 1 (Consciencia), 2 (Desarrollo), 3 (Competencia), 4 (Optimización), 5 (Excelencia), Figura 33 se pueden observar más en detalle lo niveles.



9.4.1.2. Diagnostico gestión de activos.

El diagnóstico inicial y demás evaluaciones se realizarán con los 27 requisitos indicados en la Tabla 29, para lo cual se utilizará el diagrama tipo radar, con esto se puede dimensionar con un comparativo entre años cual o cuales son las brechas a las cuales se les debe prestar mayor atención ver Figura 34.

Figura 34. Diagrama tipo radar.



De acuerdo con ISO 55001 Se requiere de un nivel 3 de madurez en todos los requisitos, para obtener la certificación.

La línea roja representa el valor referencia de 3, la línea amarilla a manera de ejemplo es de 1 para los 27 requisitos, los resultados se comparan con los niveles de la Figura 33 y con esto se puede determinar el grado de los 27 requisitos.

9.4.2. Aporte de las fases al cumplimiento de los objetivos.

Tabla 30. Aporte a los requisitos ISO 55001:2014.

Numeral norma ISO 55001	Aportes
4.3. Determinar el alcance del Sistema de Gestión de Activos. La organización debe determinar el portafolio de activos cubierto por el alcance del sistema de Gestión de Activos. El alcance debe estar disponible como información documentada.	La taxonomía permite reconocer el portafolio de activos, los activos, sus límites e interdependencias, permitiendo definir el alcance del sistema de Gestión de Activos.

Numeral norma ISO 55001	Aportes
<p>6.1. Acciones para hacer frente a riesgos y oportunidades para el sistema de gestión de activos.</p> <p>La organización debe determinar las acciones que son necesarias para abordar los riesgos.</p>	<p>El análisis de criticidad a nivel de activos permite determinar los criterios de evaluación de riesgos (probabilidad y consecuencia), definir una matriz de riesgos para la toma de decisiones y verificar la alineación con el enfoque de gestión de riesgos de la organización.</p>
<p>6.2.2. Planificación para lograr los objetivos de gestión de activos.</p> <p>La organización debe desarrollar un plan de Gestión de Activos con la definición de actividades y recursos que se aplicarán para lograr los objetivos de activos y consecuentemente, los objetivos de la organización.</p>	<p>Con un plan de gestión de activos la organización provee la guía para un activo individual o un portafolio, grupo o clase de activos.</p> <p>El plan debe contener:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Planes de inversión de capital (reparaciones mayores, renovación, reemplazo y mejora). <p>Con la taxonomía se puede construir el mapa de reposición de activos con una planificación de corto, mediano y largo plazo, además es posible realizar el análisis de criticidad con la cual se obtiene la clasificación del riesgo en los activos y se determina cuáles activos tienen un potencial significativo para impactar el logro de los objetivos de gestión de activos, es decir se establece la criticidad en los activos y con esta se determinan prioridades en las inversiones de capital.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Planes de operación y mantenimiento. <p>Al tener identificados los activos mediante la taxonomía, es posible definir los planes de mantenimiento con base en la criticidad de los activos. Adicionalmente esto también permite documentar las intervenciones preventivas, predictivas y correctivas en el nivel taxonómico en el que se realiza para</p>

Numeral norma ISO 55001	Aportes
	<p>darle cobertura al portafolio de activos con los planes de mantenimiento.</p> <p>- Planes financieros y de recursos.</p> <p>Con base en la identificación de los activos y su criticidad y condición es posible determinar las proyecciones financieras en el corto, mediano y largo plazo en reposición de activos y costos de mantenimiento.</p>
<p>7.5. Requisitos de Información.</p> <p>La organización debe determinar las necesidades de información relacionadas con sus activos , su gestión de activos y su sistema de gestión de activos.</p>	<p>La organización debe utilizar un enfoque sistémico para identificar la información de activos necesaria y establecer los repositorios adecuados de información.</p> <p>La organización además debe definir la necesidad de información y el nivel de detalle requerido y es responsable por definir el repositorio de esta. Con esto permite tener una integración de consultas entre base de datos, es decir, que se encuentre correspondencia entre la taxonomía de activos, la información financiera y no financiera, la criticidad y las intervenciones realizadas sobre los activos.</p> <p>A continuación, se indica información esencial para que sea posible la relación entre: taxonomía, finanzas, criticidad, operación y mantenimiento.</p> <p>La taxonomía permite:</p> <p>- Recopilar información tal como: Propiedades técnicas y físicas de los activos (por ejemplo, atributos, propiedad, parámetros de diseños, información de los proveedores, ubicación física, condición, fechas de puesta en servicio).</p>

Numeral norma ISO 55001	Aportes
	<p>- Proporcionar información financiera de los activos (por ejemplo, costo de origen, depreciación, valor de reemplazo de los activos, fecha de adquisición, reglas de capitalización, clasificación/jerarquía de los activos, análisis del costo del ciclo de vida, vidas útiles de activos, valor residual y cualquier pasivo residual).</p> <p>El análisis de criticidad permite:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Disponer de información para la gestión de riesgos, lo cual permite cuantificar y predecir los impactos sobre el logro de los objetivos de la gestión de activos. <p>La estrategia de mantenimiento permite:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Establecer actividades y frecuencias de intervenciones requeridas por los activos para su preservación y funcionamiento. - Recopilar información de fallas históricas de los activos, fechas de intervenciones mejoras, reemplazos y necesidades de mantenimientos futuros. - Recopilar costos de mantenimiento de acuerdo con las intervenciones.
<p>8.1. Planificación y Control Operativo.</p> <p>La organización debe establecer procesos de planificación y control operacionales para apoyar la realización eficaz de las actividades contenidas dentro del plan de gestión de activos.</p>	<p>Se debe realizar control sobre los procesos para cumplir los requisitos e implementar las acciones determinadas en el plan de gestión de activos, para lo cual se deben establecer indicadores que permitan medir la efectividad del plan de gestión de activos.</p> <p>La taxonomía permite definir un control y seguimiento específico de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Planes de inversión de capital, reparaciones mayores, renovación, reemplazo y mejora. - Planes de operación y mantenimiento.

Numeral norma ISO 55001	Aportes
<p>9.1. Seguimiento, Medición, Análisis y Evaluación.</p> <p>La organización debe desarrollar procesos para posibilitar la medición, seguimiento, análisis y evaluación sistemática de los activos de la organización, del sistema de gestión de activos y de las actividades de gestión de activos.</p>	<p>- Planes financieros y de recursos.</p> <p>Se deben realizar evaluación del desempeño del portafolio de activos y de los procesos de gestión de activos.</p> <p>Con la taxonomía y la criticidad de activos se pueden identificar las necesidades de evaluación del desempeño de los activos o portafolio de activos y definir la prioridad para el desarrollo y aplicación de modelos de salud de activos, así como indicadores de desempeño, para el portafolio de activos, sistemas de activos y los activos, incluyendo la efectividad de los planes de mantenimiento.</p>
<p>10.1. No Conformidad y Acciones Correctivas.</p> <p>La organización debería establecer planes y procesos para controlar las no conformidades y sus consecuencias asociadas, para minimizar cualquier efecto adverso para la organización y para las necesidades y expectativas de las partes interesadas.</p>	<p>Se deben establecer procesos para la investigación de no conformidades e incidentes relacionados con los activos.</p> <p>Con la taxonomía y criticidad se puede identificar a que activos y sobre cuales eventos, en función de la criticidad, es necesario realizar análisis de fallas.</p> <p>En cada activo se registran los eventos, estos pueden ser analizados para establecer no conformidades y su posterior análisis para minimizar efectos en el futuro.</p>
<p>10.2 Acciones preventivas.</p> <p>La organización debe establecer, implementar y mantener procesos para iniciar acciones preventivas o predictivas.</p>	<p>Para implementar las acciones se deben tener en cuenta los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Utilización de fuentes de información adecuadas: en el comisionamiento es importante acceder a manuales, catálogos y fichas técnicas que permitan la construcción de los planes de mantenimiento y análisis RCM de los activos del portafolio. - Identificación de cualquier falla potencial: con el análisis RCM (mantenimiento

Numeral norma ISO 55001	Aportes
	<p>centrado en confiabilidad), se pueden identificar las fallas potenciales. Adicionalmente con el análisis RCM se puede indicar de manera preventiva mejoras en los diseños, dadas las condiciones operativas de los activos. Con lo anterior se minimizan los problemas antes del montaje y puesta en operación de los equipos.</p> <p>- Con los planes de mantenimiento se definen actividades preventivas y predictivas aplicadas a los diferentes equipos del portafolio de activos.</p>
<p>10.3. Mejora Continua.</p> <p>La organización debería establecer, implementar y mantener procesos para la determinación de las oportunidades y la evaluación, priorización e implementación de acciones para lograr la mejora continua y realizar una revisión de su eficacia subsecuente.</p>	<p>La organización debe mejorar continuamente la pertinencia, la adecuación y la eficacia de su gestión de activos y de su sistema de gestión de activos.</p> <p>En la fase de desarrollo perteneciente a la etapa de ejecución, se realizan actividades asociadas con el comisionamiento de los proyectos, en las actividades de la fase de desarrollo se incluye la definición de información correspondiente a: la taxonomía de activos, la criticidad de activos y la estrategia de mantenimiento. Incluir estas actividades en el comisionamiento permite a la organización establecer, implementar y mantener los procesos con las acciones que permiten lograr la mejora continua y demostrar su compromiso con esta.</p>

9.5. Conclusiones del capítulo.

Con los resultados obtenidos se puede responder a las siguientes preguntas:

- ¿Cuál es el estado actual de mis activos?
- ¿Cuál es servicio requerido?
- ¿Cuáles activos son críticos para el desempeño sostenible?
- ¿Cuáles son mis mejores estrategias de operación y mantenimiento?

Al responder estas preguntas se aporta en la implementación efectiva de un sistema de gestión de activos.

En el capítulo a continuación se presentan las conclusiones y trabajos futuros.

10. Conclusiones y trabajos futuros

10.1. Conclusiones generales.

- En el análisis de criticidad en el objeto de impacto financiero los costos deben ser bien seleccionados, dado a que si la empresa tiene varias plantas de diferentes tecnologías (hidráulica, térmica, eólica, solar), las plantas nuevas de capacidades menores no impactan severamente los ingresos por venta de energía perdida.

Es en ese sentido que los valores de “Costo Mantenimiento” ingresados en el objeto de impacto financiero en la mayoría de los casos corresponde a costos de reemplazo del equipo (equipos nuevos), ya que, los costos de mantenimiento de repuestos menores o mano de obra son demasiado bajos con respecto a los valores ingresados en la ecuación de pérdida, por lo tanto, el riesgo financiero sería despreciable.

- Se recomienda realizar los análisis de criticidad por capacidad instalada de plantas o por tipo de tecnología, es decir analizar plantas despachadas centralmente (mayor a 20 MW), con este mismo tipo de plantas, plantas no despachadas centralmente (menor a 20 MW), con plantas de este mismo tipo y plantas ERNC (energías renovables no convencionales), con plantas renovables. Con esto se evita que si todas las plantas se encuentran en un mismo negocio no se de menor peso en importancia a las plantas de menor capacidad.

- Los tiempos de reparación son estimados, dado a que esto depende de los tiempos involucrados en los procesos internos de contratación y compras.

- La taxonomía es desarrollada de acuerdo con el core de negocio de cada empresa, lo cual hace posible encontrar en el medio empresas con negocios similares, sin embargo, la gestión de sus activos es diferente. Las normas con las cuales se desarrolla el presente documento son una guía la interpretación o aplicación dependen de quienes las usen.

- La ecuación de pérdida se elaboró tomando como base el costo promedio de bolsa del año 2019 el cual fue de aproximadamente \$ 225 COP/kWh, este dato se utilizó para efectos de cálculos, esto debido a que las plantas objeto de estudio son ficticias. En el caso de aplicar a plantas reales el valor de precio de venta en bolsa puede ser sustituido por los valores en contratos o por el valor real manejado en bolsa.

- En la ecuación de pérdida no se tuvo en cuenta el factor de planta, se tomó una planta ideal (factor de planta = 100%), en el caso real las plantas objeto de estudio no cuentan con un recurso estacionario, como no se poseen datos reales de una planta nueva para efectos del cálculo se toma una planta con un factor de planta del 100%.

- Las frecuencias de mantenimiento obtenidas en el análisis de RCM son recomendadas, por lo tanto, luego de poseer datos y tendencias de falla de las plantas eólica y fotovoltaica es preciso evaluar las frecuencias. Para el análisis se puede aplicar PMO (optimización de planes de trabajo).
- Los planes propuestos dependen de la inversión en tecnología que desee realizar la empresa, dado a que muchos de los equipos con los cuales se realizan algunas pruebas basadas en condición especificadas en el RCM requieren de una alta inversión, lo mismo sucede con tercerizar el servicio. Por lo tanto, se recomienda evaluar el costo beneficio de algunas pruebas propuestas.

10.2. Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos.

10.2.1. Objetivo específico 1.

Aplicar las normas ISO 55000:2014 “Gestión de activos” y 14224:2016 “Industrias de petróleo y gas natural -Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos, en el mantenimiento de nuevos parques de energía solar fotovoltaica y eólica, con el fin de integrar aspectos tales como: Taxonomía, criticidad y planes”.

La aplicación del objetivo específico 1 se puede observar en los resultados de la fase 1, fase 2, fase 3 y fase 4, numerales 9.1, 9.2, 9.3 y 9.4 respectivamente, la metodología se inició con la taxonomía, la cual responde a la pregunta ¿Qué tengo?, aplicando la norma ISO 14224:2016 se logra responder la pregunta y obtener como resultado la taxonomía con sus niveles.

La criticidad, responde a la pregunta ¿Cuáles son las consecuencias de las fallas en los activos?, la respuesta a la pregunta se desarrolló en la fase 2.

Los planes, responden a la pregunta ¿Cómo fallan los activos?, con el análisis RCM se da respuesta al interrogante, en la fase 3.

En la Fase 4 se enumeran los requisitos de norma ISO 55001:2014, y se analiza a cuáles numerales se aporta con el desarrollo del caso de estudio propuesto.

10.2.2. Objetivo específico 2.

Seleccionar la mejor estrategia de mantenimiento, con el propósito de elaborar los planes y su aplicación.

Para el caso de estudio la estrategia de mantenimiento seleccionada fue RCM (mantenimiento centrado en confiabilidad), de las dos alternativas propuestas se eligió esta, dado a que los

resultados y la aplicación son en menor tiempo, además por el tipo de activos elegidos en el caso de estudio. La aplicación de lo anterior se puede consultar en el resultado de la Fase 3, acápite 9.3.

10.2.3. Objetivo específico 3.

Elaborar planes de mantenimiento para los equipos categorizados como altamente críticos y críticos.

Los planes de mantenimiento se elaboraron en el formato 4, correspondiente al análisis RCM, esto se puede evidenciar en el resultado de la Fase 3, numeral 9.3.

10.2.4. Objetivo general.

Establecer una metodología de aplicación de las normas ISO 55000:2014 e ISO 14224:2016 enfocada al mantenimiento de nuevos parques de energía solar fotovoltaica y eólica.

La metodología de aplicación se desarrolló en 4 fases:

Fase 1: Con base en la norma ISO 14224 “Industrias de petróleo y gas natural-Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”, se realiza la taxonomía, numeral 9.1.

Fase 2: Con la norma ISO 31000 “Gestión del riesgo norma”, se realiza la evaluación de criticidad de los equipos, numeral 9.2.

Fase 3: Definir la estrategia y el plan de mantenimiento, numeral 9.3.

Fase 4: Alinear el desarrollo del trabajo con la política de gestión de activos existente de acuerdo con la norma ISO serie 50000 numeral 9.4.

Con la aplicación de las fases propuestas se aporta en el cumplimiento (Numeral 7.5) requisitos de información indicado en la ISO 55001:2014, ya que se cumple con la entrega de documentación técnica a operación y mantenimiento en la etapa de comisionamiento.

10.3. Trabajos Futuros.

Como trabajo futuro se tiene el desarrollo de los siguientes componentes, los cuales no fueron abordados por estar fuera del alcance de este Trabajo Final:

- Aplicación de PMO (Optimización de planes de mantenimiento): con esta metodología se aporta al Numeral 10.3 “Mejora Continua”, requisito de norma ISO 55001:2014, se debe evaluar el tiempo de aplicación, dado que se puede cometer el error de una aplicación extratemporánea.

- Definición y asignación de atributos de equipos: Son propiedades que se crean para describir los activos y se utilizan cuando las propiedades generales de los activos, como el nombre y la descripción, son insuficientes o no cumplen con sus necesidades empresariales, o para aplicar normas de gobierno, para permitir un marco de arquitectura, o para proporcionar otros metadatos para la organización (EPM, 2019a).

- Definición y asignación de códigos de anomalía: Efectos observados en un activo debido a una falla. Se asocian a los niveles 6 al 8 de la taxonomía, estos son un conjunto de datos sobre (EPM, 2019a):
 - Problemas: Es una anomalía o falla que necesita ser resuelto.
 - Causa: Motivo o razón inmediata por la cual ocurrió la falla o anomalía.
 - Solución: Es la respuesta inmediata al problema ocurrido.

Referencias

- Anónimo. (s.f.). Pilares TPM. Recuperado de: <https://x-efficiency.com.ar/wp-content/uploads/2016/10/TPM-Xeff.jpg>
- Ardila Marín, Juan Gonzalo, Ardila Marín, María Isabel, Rodríguez Gaviria, David, & Hincapié Zuluaga, Diego Andrés. (2016). LA GERENCIA DEL MANTENIMIENTO: UNA REVISIÓN. *Dimensión Empresarial*, 14(2), 127-142. <https://dx.doi.org/10.15665/rde.v14i2.480>
- Bizzarri, F., Nitti, S., & Malgaroli, G. (2019). The use of drones in the maintenance of photovoltaic fields. *E3S Web of Conferences*, 119. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911900021>.
- CELSIA. “s.f.” (sin fecha). Granjas solares. Recuperado de: <https://www.celsia.com/es/granjas-solares>.
- Circutor. (s.f). Solución integral para supervisión de plantas fotovoltaicas. España. Recuperado de: [http:// docs.circutor.com/docs/CT_SolPhotoSCADA_ES.pdf](http://docs.circutor.com/docs/CT_SolPhotoSCADA_ES.pdf).
- De la Fuente, A., González-Prida, V., Crespo, A., Gómez, J. F., & Guillén, A. (2018). Advanced Techniques for Assets Maintenance Management. *IFAC-PapersOnLine*, 51(11), 205–210. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.08.260>.
- Delgado, Parra (2010). Implementación del Total Productive Management (TPM) Como tecnología de gestión para el desarrollo de los procesos de Maquiavicola LTDA (Trabajo de grado). Universidad del Rosario, Bogotá, Colombia.
- Ecopetrol. (2019). Contribuir con una mejor calidad de vida nos inspira. Recuperado de: <https://www.energycolombia.org/wp-content/uploads/4.-Ecopetrol.pdf>.
- El-Akruti, K., Dwight, R., & Zhang, T. (2013). The Strategic role of Engineering Asset Management. *International Journal of Production Economics*, 146(1), 227–239. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijpe.2013.07.002>
- Empresas Públicas de Medellín. (2017). Proceso Producción Energía. Recuperado de: <https://www.Mibitacora.epm.com.co>.
- Empresas Públicas de Medellín. (2017). Contribuir con una mejor calidad de vida nos inspira. Recuperado de: <https://www.Mibitacora.epm.com.co>.

- Empresas Públicas de Medellín. (2018). Informe anual. Recuperado de: [https:// www. Mibitacora.epm.com.co](https://www.Mibitacora.epm.com.co).
- Empresas Públicas de Medellín. (2018a). Guía metodológica para el análisis de criticidad de activos EPM. Recuperado de: [https:// www. Mibitacora.epm.com.co](https://www.Mibitacora.epm.com.co).
- Empresas Públicas de Medellín. (2018b). EPM innova con el primer piloto de parque solar flotante en Hispanoamérica recuperado de: <https://www.epm.com.co/site/home/sala-de-prensa/noticias-y-novedades/epm-innova-con-el-primer-piloto-de-parque-solar-flotante>.
- Empresas Públicas de Medellín. (2018c). “Informe diagnóstico Gestión de Activos” recuperado de: [www. Mibitacora.epm.com.co](http://www.Mibitacora.epm.com.co).
- Empresas Públicas de Medellín, “s.f.” (sin fecha). “Parque eólico Jepírachi”. Recuperado de: <https://www.epm.com.co/site/home/nuestra-empresa/nuestras plantas/energía/parque-eólico>.
- Empresas Públicas de Medellín. (2019). “Manual para el comisionamiento de proyectos de infraestructura y mejora operacional” Recuperado de: [www. Mibitacora.epm.com.co](http://www.Mibitacora.epm.com.co).
- Empresas Públicas de Medellín. (2019a). “Metodología para definir la taxonomía de activos del grupo EPM” Recuperado de: [www. Mibitacora.epm.com.co](http://www.Mibitacora.epm.com.co).
- ENEL. (2019). Enel Green Power inaugura El Paso Solar, la planta fotovoltaica más grande de Colombia. Recuperado de: <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/news/d/2019/04/planta-fotovoltaica-el-paso-colombia-puesto-marcha>.
- Gallardo-Saavedra, S., Hernández-Callejo, L., & Duque-Pérez, O. (2019). Quantitative failure rates and modes analysis in photovoltaic plants. *Energy*, 183, 825–836. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.185>
- Hernández-Callejo, L., Gallardo-Saavedra, S., & Alonso-Gómez, V. (2019). A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance. *Solar Energy*, 188, 426–440. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.017>
- IDEAM. (2020). Atlas interactivo de vientos. Recuperado de: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

- IDEAM. (2020a). Atlas interactivo vientos. Recuperado de: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.
- IRENA. (2019). Future of solar photovoltaic deployment, investment, Technology, grid integration and socio-economic aspects (2019 edition), Recuperado de: <https://www.irena.org/publicationsearch?keywords=Future of wind>.
- IRENA. (2019a). Future of wind deployment, investment, Technology, grid integration and socio-economic aspects (2019 edition), Recuperado de: <https://www.irena.org/publicationsearch?keywords=Future of solar photovoltaic>.
- ISO 55000. (2014). ISO 55000:2014- Asset Management - Overview, principles and terminology.
- ISO 55001. (2014). ISO 55001:2014 - Asset management: Management systems Requirements
- ISO 55002. (2014). ISO 55001:2014 - Asset management: Management systems – Guidelines for the application of ISO 55001.
- ISO 14224. (2016). ISO 14224:2016 - Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment.
- Merizalde, Y., Hernández-Callejo, L., Duque-Perez, O., & Alonso-Gómez, V. (2019). Maintenance models applied to wind turbines. A comprehensive overview. *Energies*, 12(2). <https://doi.org/10.3390/en12020225>.
- Nordex. (1998,2003). Nordex N60, Technical description. (pag 2-9).
- NORSOK Z-008, “Análisis de criticidad para propósitos de mantenimiento” Rev. 2, Nov. 2001.
- NTC ISO. (2011). NTC-ISO 31000. Gestión del riesgo. Principios y directrices. Retrieved from https://sitios.ces.edu.co/Documentos/NTCISO31000_Gestion_del_riesgo.pdf
- Rojas, (2011). Implementación de los pilares TPM (Mantenimiento total productivo) de mejoras enfocadas y mantenimiento autónomo, en la planta de producción OFIXPRES S.A.S. (Trabajo de grado). Universidad Pontificia Bolivariana, Bucaramanga, Colombia.
- SAE-JA1011. (1999). SAE-JA1011:1999 – Evaluation criteria for reliability-centered maintenance (RCM) processes.

- Shafiee, M., & Dinmohammadi, F. (2014). An FMEA-based risk assessment approach for wind turbine systems: A comparative study of onshore and offshore. *Energies*, 7(2), 619–642. <https://doi.org/10.3390/en7020619>.
- Singh, R. (2017). 7 - Asset Integrity Management and Other Concepts of Asset Reliability (R. B. T.-P. I. H. (Second E. Singh, ed.). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813045-2.00018-1>.
- The Institute of Asset Management IAM. (2014). Self-Assessment Methodology Guidance Version 1 (p. 8).
- UNE-EN-16646. (2014). UNE-EN-16646:2014 – Mantenimiento en la gestión de los activos físicos.
- UNE-EN-13306. (2017). UNE-EN-13306:2017– Terminología del mantenimiento.
- UPME. (2003). Energías renovables: descripción, tecnologías y usos finales [archivo PDF], 1-47. Recuperado de <http://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1260>.
- UPME. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia [archivo PDF], 1-188. Recuperado de: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Energias-renovables.aspx>.
- UPME. (2019). Circular externa No. 046-2019 (p. 2). Bogotá: UPME. Recuperado de: <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Paginas/Subasta-CLPE-No-02-2019.aspx>.
- WindEurope (2019). Wind energy in Europe in 2018 – Trends and statistics, WindEurope, Brussels.
- Windtrust. (2016). Designing the wind turbine of the future, Windtrust.
- WoodMackenzie. (2019). “Unplanned wind turbine repairs to cost industry \$8 billion+ in 2019”, [www.woodmac.com/press-releases/unplanned-wind-turbine-repairs-to-cost-industry-\\$8-billion-in-2019](http://www.woodmac.com/press-releases/unplanned-wind-turbine-repairs-to-cost-industry-$8-billion-in-2019) (accessed 10 September 2019).
- Yavuz, O., Doğan, E., Carus, E., & Görgülü, A. (2019). Reliability Centered Maintenance Practices in Food Industry. *Procedia Computer Science*, 158, 227–234. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.procs.2019.09.046>