EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de Matamoros

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

TESIS:

“Estudio de la Sostenibilidad Energética de una Turbina Eólica Mediante Simulación”

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN ADMINISTRACIÓN INDUSTRIAL

PRESENTA:

DARIANA ISABEL SANTOS REYES

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Alberto Arturo Flores Hernández

H. Matamoros, Tamaulipas, México Septiembre de 2025

Excelencia en Educación Tecnológica®

Tecnología es progreso®

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE MATAMOROS

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

TESIS:

“Estudio de la Sostenibilidad Energética de una Turbina Eólica Mediante Simulación”

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN ADMINISTRACIÓN INDUSTRIAL

PRESENTA:

Ing. Dariana Isabel Santos Reyes

DIRECTOR DE TESIS

Director de tesis

Dr. Alberto Arturo Flores Hernández

Secretario

Dra. Wendy Aracely Sánchez Gómez

Vocal

Dra. Anabel Pineda Briseño

H. Matamoros, Tamaulipas, México. Septiembre de 2025

Cesión de derechos

AUTORIZACIÓN DE USO DE DERECHOS DE AUTOR OTORGADO POR

Dariana Isabel Santos Reyes, mayor de edad, con domicilio ubicado en Fracc. Palmares Calle Islas Británicas #104, en mi calidad de titular y autor de la tesis denominada Estudio de la Sostenibilidad Energética de una Turbina Eólica Mediante Simulación, quien para todos los fines del presente documento se denominará EL AUTOR Y/O TITULAR, suscribo el presente documento de autorización de uso de derechos patrimoniales de autor a favor del Instituto Tecnológico de Matamoros el cual se regirá por clausulas siguientes:

PRIMERA – AUTORIZACIÓN: EL AUTOR Y/O TITULAR, mediante el presente documento autoriza la utilización de los derechos patrimoniales de autor al Instituto Tecnológico de Matamoros, de la tesis denominada Impacto de la Inteligencia emocional en el clima laboral y servicio al cliente de una estación de servicio, a través del Repositorio Institucional del Tecnológico Nacional de México (en lo sucesivo TecNM) y en el Repositorio Nacional, que puede ser consultado en la liga electrónica: (https://www.repositorionacionalcti.mx/).

SEGUNDA - OBJETO: Por medio del presente escrito, EL AUTOR Y/O TITULAR Autoriza al Instituto Tecnológico de Matamoros, a través del Repositorio Institucional del Tecnológico Nacional de México (en lo sucesivo TecNM) y en el Repositorio Nacional para que de conformidad con la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, use los derechos del documento antes referido, con fines exclusivamente académicos.

TERCERA - TERRITORIO: Los derechos aquí Autorizados se dan sin limitación geográfica o territorial alguna.

CUARTA – ALCANCE: La presente autorización se da tanto para formato o soporte material, y se extiende a la utilización en medio óptico, magnético, electrónico, en red, mensajes de datos o similar conocido o por conocer, del ejemplar o número respectivo de la publicación.

QUINTA – EXCLUSIVIDAD: La autorización de uso aquí establecida no implica exclusividad en favor del Instituto Tecnológico de Matamoros. Por lo tanto, EL AUTOR Y/O TITULAR en su carácter de autor de la obra objeto del presente documento se reserva el derecho de publicar directamente, u otorgar a cualquier tercero, autorizaciones de uso similares o en los mismos términos aquí acordados.

SEXTA - DERECHOS MORALES (Créditos y mención): La Autorización de los derechos antes mencionados no implica la cesión de los derechos morales sobre los mismos por cuanto en conformidad con lo establecido en los artículos 18, 19, 20, 21, 22 y 23 de la Ley Federal de Derechos de Autor, dada la cuenta que estos derechos son inalienables, imprescriptibles, irrenunciables e inembargables. Por lo tanto, los mencionados derechos seguirán radicados en cabeza de EL AUTOR Y/O TITULAR, y siempre deberá mencionarse su nombre cuando se utilice la obra.

SÉPTIMA - AUTORIA: EL AUTOR Y/O TITULAR, declara y ratifica que el material objeto de la presente y fue realizada por él (o ella) sin violar o usurpar derechos de Propiedad Intelectual de terceros.

H. Matamoros, Tamps. a 30 del mes de septiembre de 2025.

Autor de la Tesis

Dariana Isabel Santos Reyes

CVU: 1286957

CURP: SARD991026MTSNNYR07

Asesor de la Tesis

Dr. Alberto Arturo Flores Hernández

Carta de No Plagio

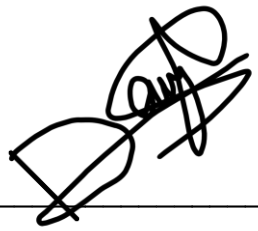
Declaración de originalidad y no plagio

El, (La) que suscribe y firma la presente carta de originalidad, Dariana Isabel Santos Reyes, de la Tesis: “Estudio de la Sostenibilidad Energética de una Turbina Eólica Mediante Simulación” para obtener el Título de Maestro en Administración Industrial, declara que la tesis es una obra original que no infringe los derechos de propiedad intelectual.

El trabajo terminado fue sometido al Software *Turnitin*, el cual mostró un porcentaje del 9.0% plagio, cumpliendo con el límite permitido por la institución.

Del mismo modo, asume frente al Tecnológico Nacional de México/Instituto Tecnológico de Matamoros cualquier responsabilidad que pudiera derivarse de la falta de originalidad de su contenido.

Atentamente



Dariana Isabel Santos Reyes

H. Matamoros, Tamaulipas a 30 de septiembre de 2025

Oficio de liberación

Educación
Secretaría de Educación Pública

TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de Matamoros
División de Estudios de Posgrado e Investigación

Heroica Matamoros, Tamaulipas, 30/septiembre/2025
Oficio No.: 210/2025 D.E.P.I.

M.C. CLAUDIO ALEJANDRO ALCALÁ SALINAS
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
E INVESTIGACIÓN
PRESENTE

Por este conducto, le comunicamos que una vez efectuada la revisión individual del trabajo de tesis de la **C. DARIANA ISABEL SANTOS REYES,** cuyo título es: **"ESTUDIO DE LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA DE UNA TURBINA EÓLICA MEDIANTE SIMULACIÓN",** y habiendo realizado las observaciones pertinentes nos reunimos en la Sala de Juntas de la División de Estudios de Posgrado e Investigación (DEPI), para emitir **DICTAMEN,** el cual es **APROBADO.** Por lo cual nos permitimos autorizarla para que proceda a la impresión de la misma y pueda continuar con los trámites correspondientes, para la obtención del grado de Maestra en Administración Industrial.

ATENTAMENTE

DR. ALBERTO ARTURO FLORES HERNÁNDEZ
DIRECTOR DE TESIS

DRA. WENDY ARACELY SÁNCHEZ GÓMEZ
MIEMBRO DEL COMITÉ REVISOR

DRA. ANABEL PINEDA BRISEÑO
MIEMBRO DEL COMITÉ REVISOR

c c p Interesado(a).
c c p Servicios Escolares
c c p Comité Revisor
c c p Div. Est. de Posgrado/ Coordinación

Av. Lauro Villar, km 6.5, C.P. 87490, A.P. 339
Heroica Matamoros, Tamaulipas.
Tels. 8688140952, 8688140953, ext. 398
e-mail: depi_matamoros@tecnm.mx

2025 Año de La Mujer Indígena

SGI 100% PLÁSTICO Ahorra TecNM RMUPS

Agradecimientos

A mi familia, mis padres Ana y Eliceo, y mi hermana, por su apoyo incondicional acompañado de amor en cada etapa de mi formación, y que ha sido el motor que me impulsó a concluir esta investigación.

A mis amigos, quienes me acompañaron incondicionalmente en este camino, brindándome ayuda y palabras de aliento.

A mi asesor, el Dr. Alberto Flores y comité revisor, por su guía, compromiso y valiosas observaciones que enriquecieron el desarrollo de esta investigación.

Al Instituto Tecnológico de Matamoros y al Departamento de Posgrado, por brindarme los recursos, la formación académica y el espacio necesarios para llevar a cabo este proyecto.

Finalmente, a todas las personas que de manera directa o indirecta contribuyeron a la culminación de esta tesis, y a Dios, por darme fortaleza y sabiduría a lo largo de este proceso.

Resumen

El presente trabajo realiza un análisis comparativo técnico y económico de dos aerogeneradores de baja potencia implementados en el Instituto Tecnológico de Matamoros: un modelo comercial de eje horizontal (HAWT) y un prototipo de eje vertical (VAWT) diseñado localmente. El estudio se basa en la caracterización del recurso eólico de la zona, el cálculo de indicadores clave como coeficiente de potencia, energía anual generada, factor de capacidad y costo nivelado de energía (LCOE), además de la evaluación de la inversión inicial y costos de operación y mantenimiento.

Los resultados muestran que el aerogenerador HAWT alcanzó un desempeño superior con un coeficiente de potencia máximo de 0.35, una generación anual de 979 kWh y un costo de 0.68 MXN/kWh, frente al VAWT, que presentó un coeficiente de potencia de 0.29, una producción de 330.3 kWh/año y un costo de 1.81 MXN/kWh. Estos valores confirman la mayor factibilidad técnica y económica del modelo comercial, aunque el prototipo vertical representa un área de oportunidad para mejoras en eficiencia y reducción de costos, especialmente en aplicaciones urbanas o de bajo recurso eólico.

Complementariamente, se desarrolló en MATLAB/Simulink un modelo matemático dinámico de un aerogenerador de baja potencia sin caja de engranes y con generador síncrono de imanes permanentes (PMSG), lo que permitió analizar su comportamiento eléctrico en coordenadas dq0, así como su respuesta ante variaciones del viento. Este modelo constituye una base para futuras implementaciones de controladores y estrategias de mantenimiento predictivo orientadas a mejorar la estabilidad y eficiencia operativa.

Así, la integración de indicadores técnicos, económicos y de simulación ofrece una visión integral de la factibilidad de los aerogeneradores de pequeña escala en el contexto local de Matamoros, aportando evidencia para la toma de decisiones en proyectos de micro generación y estableciendo líneas de investigación para optimización tecnológica futura.

Abstract

This work presents a technical and economic comparative analysis of two small-scale wind turbines implemented at the Instituto Tecnológico de Matamoros: a commercial horizontal-axis wind turbine (HAWT) and a locally designed vertical-axis prototype (VAWT). The study is based on the characterization of the local wind resource and the calculation of key indicators such as power coefficient, annual energy production, capacity factor, and levelized cost of energy (LCOE), as well as the evaluation of initial investment and operation and maintenance costs.

Results show that the HAWT achieved a superior performance with a maximum power coefficient of 0.35, an annual energy generation of 979 kWh, and a cost of 0.68 MXN/kWh, compared to the VAWT, which reached a power coefficient of 0.29, a production of 330.3 kWh/year, and a cost of 1.81 MXN/kWh. These findings confirm the greater technical and economic feasibility of the commercial model, while the vertical prototype represents an opportunity for improvement in efficiency and cost reduction, particularly in urban or low-wind resource environments.

Additionally, a dynamic mathematical model of a small-scale wind turbine without gearbox and using a permanent magnet synchronous generator (PMSG) was developed in MATLAB/Simulink. This allowed the analysis of its electrical behavior in dq0 coordinates, as well as its response to wind variations. The model serves as a basis for future implementations of controllers and predictive maintenance strategies aimed at enhancing stability and operational efficiency.

Thus, the integration of technical, economic, and simulation-based indicators provides a comprehensive view of the feasibility of small-scale wind turbines in the local context of Matamoros, offering evidence to support decision-making in microgeneration projects and establishing research pathways for future technological optimization.

Introducción

La creciente demanda de energía eléctrica a nivel mundial, aliado con los retos del cambio climático y la necesidad de diversificar las fuentes de generación, ha impulsado un interés creciente en las energías renovables. Entre estas, la energía eólica destaca por ser una fuente limpia, abundante y con costos cada vez más competitivos. En México, el desarrollo eólico representa una pieza clave de la estrategia nacional, tanto para cumplir compromisos ambientales como para asegurar la sustentabilidad y seguridad del suministro eléctrico (SENER, 2017).

En los últimos años, México ha fortalecido significativamente su capacidad instalada de energía eólica, superando los 7,400 MW en 74 parques en operación. Si bien la mayor concentración se ubica en Oaxaca, el norte del país ha comenzado a destacar, en particular el estado de Tamaulipas. En 2023, esta entidad registró una producción de 1715 Mega Watts distribuidos con 13 parques eólicos, lo que representa aproximadamente el 27% de la capacidad nacional y la posiciona como el segundo estado con mayor aporte en este rubro (AMDEE, 2024a).

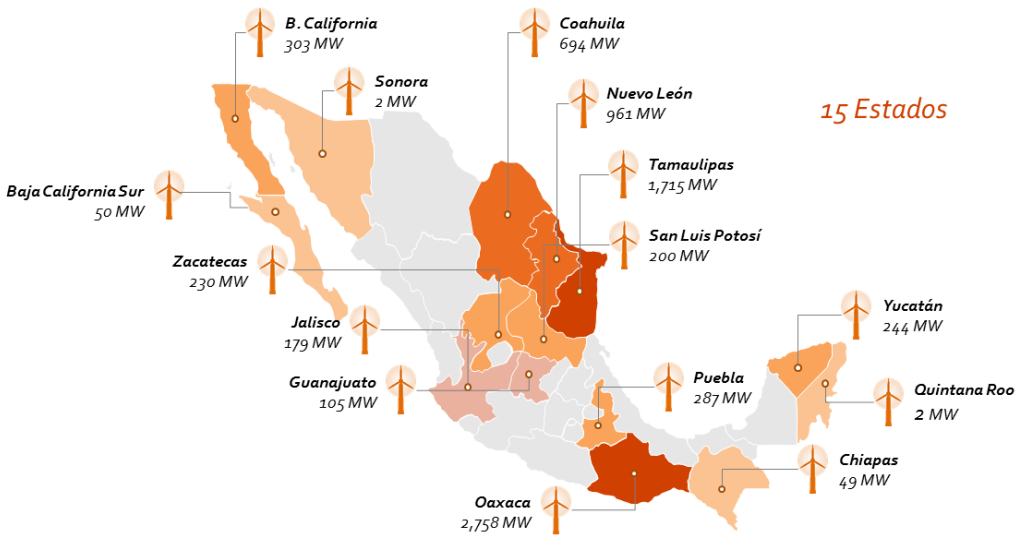


Figura 1. Generación eólica en México

El estado no solo tiene capacidad instalada, sino también un alto potencial energético pendiente por aprovechar, pues existen zonas de alta calidad eólica reconocidas por el gobierno estatal. De acuerdo con la Comisión de Energía de Tamaulipas (CETAM), Matamoros se encuentra dentro del área marcada con condiciones favorables para la generación eólica (Figura 2, C).

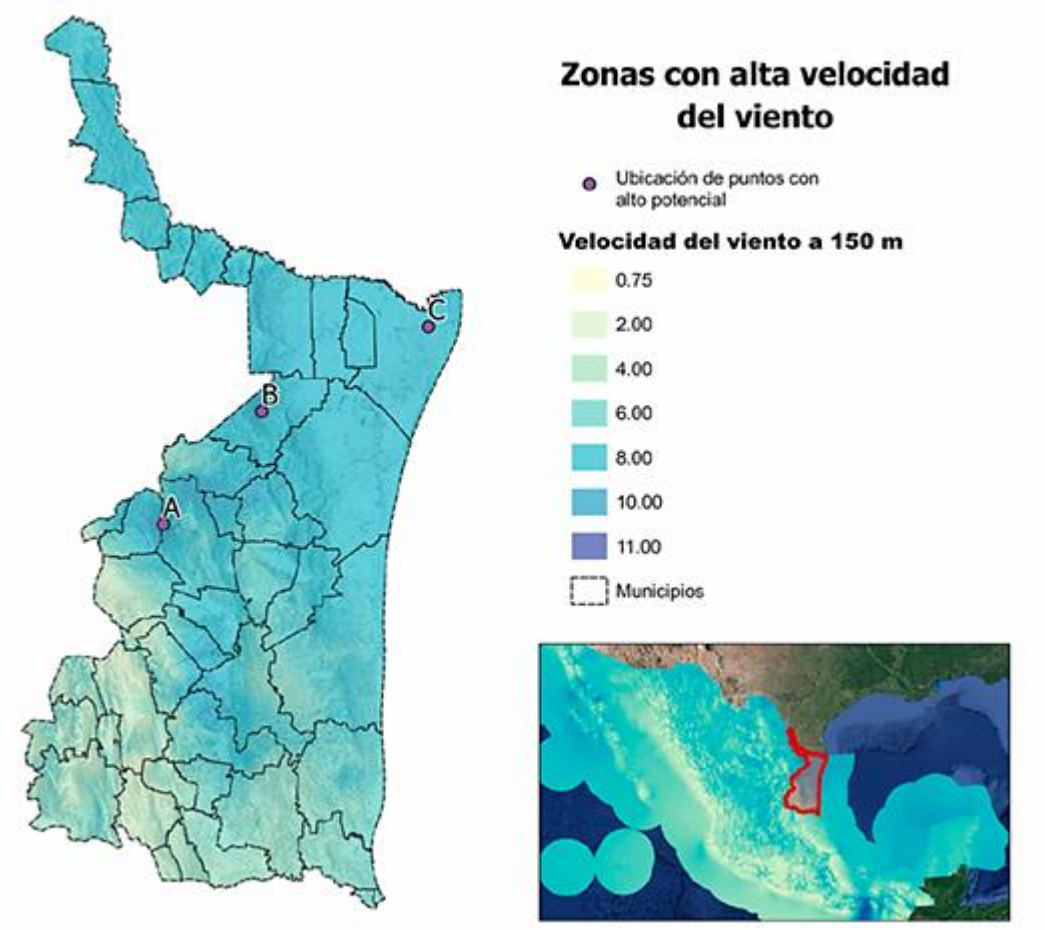


Figura 2. Potencial eólico en Tamaulipas

Este panorama abre la oportunidad de explorar no solo los grandes proyectos de generación, sino también el papel de la micro generación eólica, ya que esta puede resultar más accesibles económica y tecnológicamente en contextos rurales o semiurbanos. Del mismo modo, si bien los grandes parques eólicos han sido

ampliamente estudiados y comparados, existe un área de oportunidad significativa en el análisis de aerogeneradores de baja potencia. Aunque existen diversos trabajos a nivel internacional (Rosato et al., 2024), y algunos estudios aplicados en México (Gómez Rodríguez et al., 2020), (Rodriguez-Hernandez et al., 2019), la literatura enfocada en análisis de turbinas de baja potencia sigue siendo limitada y dispersa, y una escasa evidencia aplicada en regiones específicas como el noreste del país. Esta falta de estudios locales dificulta valorar con precisión el potencial de la micro generación eólica.

Ante este contexto, el presente trabajo realiza un análisis comparativo técnico y económico de dos aerogeneradores de baja potencia implementados en el Instituto Tecnológico de Matamoros: un modelo comercial de eje horizontal y uno de eje vertical de diseño propio con el propósito de evaluar su factibilidad bajo condiciones locales de viento, a partir de la caracterización del recurso eólico y del cálculo de indicadores clave como la energía anual generada, el coeficiente de potencia, factor de capacidad y el costo nivelado de energía Se desarrolla también una simulación de un modelo matemático dinámico en el software Matlab, como complemento que permita representar con mayor detalle el comportamiento de una turbina bajo condiciones variables de viento y aportar una perspectiva dinámica para evaluar estabilidad, eficiencia operativa, respuesta ante cambios del viento y servir como base para diseñar controladores, estrategias de eficiencia, mantenimiento predictivo y, en general, mejoras tecnológicas que aumenten la factibilidad de estas turbinas.

Índice

Carta de No Plagio 5

Oficio de liberación 6

Agradecimientos 7

Resumen 8

Abstract 9

Introducción 10

Índice 13

CAPÍTULO I. GENERALIDADES DEL PROBLEMA 20

1.1. Descripción del problema 20

1.2. Planteamiento del Problema 20

1.3. Objetivos 21

1.3.1. Objetivo general 21

1.3.2. Objetivos secundarios 21

1.4. Hipótesis 22

1.4.1. Hipótesis general 22

1.4.2. Hipótesis secundarias 22

1.4. Justificación 22

1.6. Variables e indicadores 24

CAPÍTULO II FUNDAMENTOS TEÓRICOS 27

2.1 Turbina Eólica 27

2.1.1 Tipos de turbinas de acuerdo con su tamaño 27
2.1.1.1 Mini turbinas eólicas 27
2.1.2 Tipos de turbinas de acuerdo con su eje 29
2.1.2.1 Turbina eólica de eje horizontal 29
2.1.2.2 Turbina eólica de eje vertical 30
2.1.3 Componentes de la turbina eólica 33
2.2 Velocidad del viento 40
Caracterización del viento 42
2.3 Distribución de Weibull 43
2.4 Parámetros técnicos 44
2.4.1 Área de barrido 44
2.4.2 Potencia real y teórica 44
2.4.3 Coeficiente de Potencia 45
2.4.4 Velocidades características 49
2.4.5 Energía Generada 50
2.4.6 Factor de capacidad 51
2.5 Parámetros económicos 51
2.5.1 Costo de inversión inicial 51
2.5.2 Costo de operación y mantenimiento 52
2.5.3 Costo Nivelado de Energía (LCOE) 52
2.6 Estado del arte 54
2.6.1 Estudios técnico-económicos 54

2.6.2 Estudios de modelado y simulación 56
2.6.3 Limitaciones y oportunidades 56
CAPÍTULO III MODELO MATEMÁTICO 59
3.1 Sistema en lazo abierto 59
3.2 Sistema en lazo cerrado 59
3.3 Modelo lineal 60
3.4 Modelo no lineal 60
3.5 Modelo matemático de una turbina eólica 63
3.5.1 Modelo Aerodinámico 63
3.5.2 Modelo Mecánico de la Caja de Transmisiones 64
3.5.3 Modelo eléctrico 65
3.6 Modelo de generador PSMG 66
CAPÍTULO IV METODOLOGÍA 69
4.1 Evaluación económica y de desempeño 69
4.1.1 Caracterización del recurso eólico 70
4.1.2 Obtención de curvas de potencia 72
4.1.3 Cálculo de la energía anual generada 74
4.1.4 Cálculo de indicadores económicos y de desempeño 75
4.1.4.1 Factor de capacidad (FC) 75
4.1.4.2 Supuestos generales y parámetros económicos 75
4.1.4.3 Costo de nivelado de energía (LCOE) 77
4.2 Simulación del modelo no lineal 80

4.2.1 Subsistema de conversión aerodinámica (Tm) 81
4.2.2 Subsistema de dinámica del rotor (wr1) 82
4.2.3 Subsistema del generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) 84
4.2.4 Subsistema de voltajes vd y vq 86
4.2.5 Subsistema de potencia eléctrica 88
CAPÍTULO V RESULTADOS 90
5.1 Resultados técnicos y económicos 90
5.2 Resultados de la simulación 96
5.3 Estrategias de mejora de factibilidad 100
5.4 Escenario y resultado de mejora 103
CAPÍTULO VI CONCLUSIONES 106
6.1 Conclusiones 106
6.2 Recomendaciones 108
Fuentes de Información 109
Anexos 114
Anexo 1. Código de simulación de curvas de potencia 114
Anexo 2. Código de simulación del generador 116
Anexo 3. Certificado de No Plagio 117

Índice de tablas

Tabla 1. Clasificación de las turbinas de acuerdo con su tamaño 27
Tabla 2. Comparación de turbinas eólicas..... 33
Tabla 3. Comparación de generadores 38
Tabla 4. Valores del coeficiente de Hellmann en función del tipo de terreno..... 41
Tabla 5. Área de barrido para los distintos tipos de turbinas 44
Tabla 6. Frecuencia de las velocidades de viento 72
Tabla 7. Especificaciones técnicas de turbina VEVOR. Obtenido de (VEVOR, 2025). 73
Tabla 8. Parámetros económicos 77
Tabla 9. Proceso del cálculo LCOE 78
Tabla 10. Parámetros técnicos 79
Tabla 11. Parámetros subsistemas aerodinámico 84
Tabla 12. Parámetros subsistema del generador 85
Tabla 13. Resultados técnicos..... 91
Tabla 14. Resultados económicos..... 95

Índice de figuras

Figura 1. Generación eólica en México 10
Figura 2. Potencial eólico en Tamaulipas 11
Figura 3. Tipos de turbinas eólicas..... 30
Figura 4. Componentes de un aerogenerador..... 35
Figura 5. Coeficientes de potencia en los tipos de turbinas eólicas. 49
Figura 6. Esquema de una turbina con controlador..... 62
Figura 7. Submodelos del aerogenerador 63

Figura 8. PSMG en dq0 67
Figura 9. Metodología del análisis técnico y económico 69
Figura 10. Distribución de velocidades en Matamoros, Tamaulipas 72
Figura 11. Curvas de potencia de los aerogeneradores 74
Figura 12. Subsistema aerodinámico Tm 82
Figura 13. Subsistema dinámico del rotor wr1 83
Figura 14. Subsistema del generador PSMG 85
Figura 15. Subsistema voltajes vd, vq 86
Figura 16. Subsistema corrientes ia, ib, ic 87
Figura 17. Subsistema voltajes va, vb, vc 87
Figura 18. Subsistema potencia generada 88
Figura 19. Resultados del coeficiente de potencia 91
Figura 20. Respuesta corriente id 96
Figura 21. Respuesta corriente iq 97
Figura 22. Respuesta velocidad angular wr 98
Figura 23. Respuesta potencia generada 99

Índice de gráficas

Gráfica 1. Energía anual generada 92
Gráfica 2. Factor de capacidad 93
Gráfica 3. Costo de nivelado de energía 94
Gráfica 4. Costo de nivelado y Cp de estrategia de mejora 104

CAPÍTULO I.

GENERALIDADES DEL PROBLEMA

CAPÍTULO I. GENERALIDADES DEL PROBLEMA

1.1. Descripción del problema

En México, el desarrollo de la energía eólica se ha concentrado principalmente en proyectos de gran escala que aportan una parte importante a la capacidad nacional instalada. Sin embargo, este enfoque ha dejado en segundo plano el análisis y la aplicación de aerogeneradores de baja potencia, los cuales representan una alternativa para la generación distribuida, el autoconsumo y el suministro eléctrico en comunidades o zonas de acceso limitado a la red.

A pesar de su potencial, la información disponible sobre el desempeño técnico y económico de estos dispositivos en el contexto nacional y, sobre todo, en el contexto local, es escasa. La mayoría de los estudios se orientan al diseño de turbinas o a la factibilidad de parques eólicos a gran escala, dejando de lado aplicaciones de menor capacidad. Esta carencia dificulta la toma de decisiones tanto para usuarios individuales como para instituciones que buscan implementar soluciones energéticas descentralizadas.

1.2. Planteamiento del Problema

El problema radica en la falta de estudios que analicen de manera integral el desempeño de aerogeneradores de baja potencia en escenarios locales, particularmente en el Instituto Tecnológico de Matamoros. La investigación se orienta a combinar el análisis comparativo técnico y económico para evaluar la factibilidad de estos dispositivos, utilizando la simulación del modelo matemático desarrollado en Matlab que permita analizar su respuesta dinámica.

De este modo, es posible generar un análisis más completo que contribuya no solo a medir la factibilidad de la generación instalada, sino también a proponer estrategias de mejora mediante recursos tecnológicos que optimicen su viabilidad, al mismo tiempo que sirva como base para futuras investigaciones orientadas al desarrollo de

soluciones de energía eólica de pequeña potencia en contextos de potencial eólico, como lo es Matamoros.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Evaluar y comparar aerogeneradores de baja potencia implementados en el Instituto Tecnológico de Matamoros mediante análisis técnico y económico, complementado con la simulación de su modelo dinámico en Matlab, con el fin de determinar su factibilidad, comportamiento operativo y su sostenibilidad energética en el contexto local.

1.3.2. Objetivos secundarios

1. Analizar el desempeño técnico de los aerogeneradores, considerando su capacidad de generación, características operativas y eficiencia.
2. Evaluar la factibilidad económica de los aerogeneradores en términos de costos, energía anual generada y costo de nivelado de energía.
3. Desarrollar y simular el modelo matemático no lineal en Matlab para simular la respuesta dinámica de un aerogenerador de baja potencia.
4. Integrar los resultados técnicos, económicos y de simulación para establecer conclusiones sobre su viabilidad.
5. Proponer estrategias tecnologías que optimicen el desempeño y la factibilidad de los aerogeneradores de baja potencia en contexto local.

1.4. Hipótesis

1.4.1. Hipótesis general

La implementación de aerogeneradores de baja potencia en el Instituto Tecnológico de Matamoros resulta técnica y económicamente viable, y su desempeño dinámico, modelado mediante Matlab, confirma su potencial como alternativa para la micro generación eólica en contextos de aprovechamiento eólico local.

1.4.2. Hipótesis secundarias

1. El análisis técnico demostrará que los aerogeneradores de baja potencia alcanzan un nivel de eficiencia suficiente para aprovechar el recurso eólico disponible en Matamoros.

2. La evaluación económica indicará que los costos de adquisición y operación de los aerogeneradores en relación con la energía generada hacen factible su implementación.

3. La simulación del modelo dinámico no lineal en Matlab permitirá describir adecuadamente la respuesta del aerogenerador frente al viento y carga.

4. La integración de los resultados técnicos, económicos y de simulación confirmará que los aerogeneradores de baja potencia constituyen una alternativa viable de generación.

5. La aplicación de estrategias tecnológicas propuestas permitirá mejorar el desempeño y la rentabilidad de los aerogeneradores en contexto local.

1.4. Justificación

Social

La presente investigación tiene un impacto social relevante, ya que la energía eléctrica es un recurso indispensable para la calidad de vida y el desarrollo de las comunidades. En México, gran parte del acceso a la electricidad proviene de sistemas centralizados,

lo cual limita la autonomía de usuarios. Evaluar el desempeño de aerogeneradores de baja potencia ofrece alternativas de generación descentralizada que pueden beneficiar a familias, instituciones e incluso pequeños comercios al proporcionarles acceso a energía renovable, confiable y asequible. Asimismo, promueve una cultura de aprovechamiento de energías limpias e impulsa a su investigación entre los estudiantes del Instituto Tecnológico de Matamoros y la comunidad en general, contribuyendo a la formación de profesionales y ciudadanos conscientes de la importancia de la transición energética.

Económica

En el ámbito económico, el estudio aporta elementos para valorar la factibilidad de aerogeneradores de baja potencia en comparación con las opciones convencionales de suministro eléctrico, a través del costo de nivelado de energía. Este tipo de análisis resulta clave en un contexto donde los costos de la energía tienden a incrementarse y los usuarios buscan alternativas más accesibles y sostenibles. La investigación permitirá identificar si estas tecnologías representan una opción rentable a corto y mediano plazo, al considerar costos de adquisición, operación y mantenimiento a través de su vida útil. Además, abre la posibilidad de que instituciones educativas o comunidades interesadas en implementar proyectos similares puedan basar sus decisiones en información sólida, disminuyendo riesgos de inversión y fomentando el aprovechamiento eficiente de recursos económicos.

Tecnológica

Desde el punto de vista tecnológico, la investigación contribuye al desarrollo del conocimiento en energías renovables al combinar el análisis técnico y económico con la simulación del modelo matemático no lineal implementando en un software. Esta integración no solo permite comprender mejor el comportamiento dinámico de los aerogeneradores de baja potencia, sino que también ofrece una herramienta de

referencia para optimizar futuros diseños e implementar sistemas de control más avanzados. De esta manera, el trabajo fortalece la relación entre la teoría y la práctica, aportando evidencia empírica y simulaciones que enriquecen el ámbito académico y pueden ser replicadas o ampliadas en investigaciones posteriores.

Ambiental

Finalmente, en el aspecto ambiental, el proyecto se alinea con la necesidad global de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. El uso de aerogeneradores de baja potencia representa una alternativa sostenible para la generación de electricidad, especialmente en regiones con un alto potencial eólico como Tamaulipas. Al fomentar la adopción de este tipo de tecnologías, se contribuye al cumplimiento de metas ambientales nacionales e internacionales, y a la mitigación de los impactos del cambio climático. Además, su aplicación a pequeña escala reduce el impacto ambiental asociado a grandes infraestructuras, al tiempo que impulsa la transición hacia sistemas energéticos más sustentables y resilientes.

1.6. Variables e indicadores

Variable	**Tipo**	**Dimensión**	**Indicador**
Tipo de aerogenerador	Independiente	Eje del rotor	Horizontal (VEVOR) y Vertical (Prototipo)
Velocidad del viento	Independiente	Recurso eólico	Velocidad media del viento (m/s)
Potencia generada	Dependiente	Instantánea	Potencia (W)
		Promedio	Energía anual (kWh)

Eficiencia aerodinámica	Dependiente	Rendimiento	Coeficiente de potencia (Cp)
Desempeño operativo	Dependiente	Rendimiento	Factor de capacidad (FC)
Costo de producción de energía	Dependiente	Económico	Costo nivelado de energía LCOE ($/kWh)
Costo de inversión	Dependiente	Económico	Costo inicial por turbina ($)
Modelo de simulación	Dependiente	Dinámico no lineal	Modelo de turbina con generador PSMG en dq0
Variación de la velocidad de giro	Dependiente	Mecánica	Velocidad angular del rotor (rad/s)
Par aerodinámico	Dependiente	Mecánica	Torque mecánico (Tm)
Respuesta de las corrientes generadas	Dependiente	Eléctrica	Corrientes de fase (ia, ib, ic)

CAPÍTULO II.
FUNDAMENTOS TEÓRICOS

CAPÍTULO II FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Turbina Eólica

Una turbina eólica es un dispositivo diseñado para provechar la energía cinética del viento y transformarla en energía mecánica útil, la cual posteriormente puede convertirse en energía eléctrica mediante un generador. Estas máquinas han evolucionado considerablemente, existiendo hoy en día diversos tipos que se distinguen principalmente por su tamaño, orientación y aplicación.

2.1.1 Tipos de turbinas de acuerdo con su tamaño

Una de las clasificaciones de los aerogeneradores es de acuerdo con su tamaño. En este aspecto, la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE, 2024b) las clasifica de acuerdo con la siguiente escala:

Escala	**Diámetro del Rotor (m)**	**Rango de Capacidad**
Micro	< 3	50 W – 2 KW
Pequeña	3 – 12	2 KW – 40 KW
Mediana	12 – 45	40 KW – 999 KW
Grande	> 46	> 1 MW

Tabla 1. Clasificación de las turbinas de acuerdo con su tamaño

2.1.1.1 Mini turbinas eólicas

Técnicamente, hay varias definiciones de aerogeneradores de baja potencia, también conocidos como mini turbinas eólicas (SWTs, por sus siglas en inglés), una de ellas es la especificada en la Tabla 1. Por su parte, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés) en la norma IEC 61400-2 define como aerogenerador pequeño aquel que tiene un área de barrido del rotor de menos de 200 m². En esta norma se describen especificaciones de diseño y pruebas para garantizar su eficiencia, calidad y seguridad (Oliva et al., 2021). En aerogeneradores de gran escala, es común

el uso de una caja multiplicadora para aumentar la velocidad de rotación antes de llegar al generador. No obstante, en los SWTs, este componente suele omitirse, ya que se emplean generadores capaces de operar eficientemente a bajas revoluciones, como los de imanes permanentes. Esto permite reducir el costo, la complejidad y el mantenimiento del sistema.

A diferencia de los grandes aerogeneradores instalados en parques eólicos y conectados a redes eléctricas nacionales, las mini turbinas eólicas pueden funcionar de manera independiente, generando energía local sin necesidad de infraestructura eléctrica de gran escala. Esta característica les permite ser una solución versátil para entornos aislados, edificios individuales o comunidades pequeñas.

En este sentido, las mini eólicas han sido tradicionalmente utilizadas en aplicaciones fuera de la red (***off-grid***), especialmente en zonas rurales o de difícil acceso. Estas aplicaciones incluyen desde la electrificación rural hasta estaciones de telecomunicaciones, sistemas de bombeo y tratamiento de agua, o incluso instalaciones híbridas combinadas con paneles solares fotovoltaicos. Para garantizar el suministro en momentos sin viento, estos sistemas suelen complementarse con baterías u otros mecanismos de almacenamiento energético, lo que puede elevar el costo inicial, pero resulta esencial en contextos sin acceso a la red eléctrica (Tzen, 2020).

Sin embargo, las mini turbinas también pueden instalarse en sistemas conectados a la red (***on-grid***), especialmente en entornos urbanos, escolares o residenciales, donde permiten reducir el consumo eléctrico convencional y aportar a la sostenibilidad energética.

La integración de mini turbinas en sistemas conectados a la res se enmarca en el concepto de ***Generación Distribuida (GD)***, entendido como la producción de energía eléctrica a pequeña escala y cercano al punto del consumo. A diferencia de los grandes parques eólicos centralizados, la generación distribuida permite aprovechar recursos renovables locales y disminuir pérdidas en la transmisión.

En la práctica, la GD puede aplicarse en escuelas, vivienda o edificios para cubrir parte del consumo eléctrico y disminuir la dependencia a la red. Ejemplos de ello pueden observarse en proyectos comunitarios en zonas urbanas de Europa y América Latina, donde turbinas de eje vertical y horizontal se emplean en conjunto con paneles solares para cubrir parte de la demanda eléctrica de iluminación, oficinas o áreas comunes. En México, sin embargo, la adopción de estas tecnologías no ha sido sencilla. Los costos de inversión altos, falta de incentivos gubernamentales específicos y la inexistencia de suficientes proyectos piloto que muestren viabilidad representan un reto en el país. Incluyendo también aspectos técnicos y sociales a considerar en aplicaciones en entornos urbanos, como el ruido, las vibraciones o el impacto visual, que en algunos casos generan rechazos (SENER, 2017).

Aun con estas limitaciones, le generación distribuida representa una opción para diversificar la matriz energética y avanzar hacia un modelo eléctrico más sostenible y resiliente.

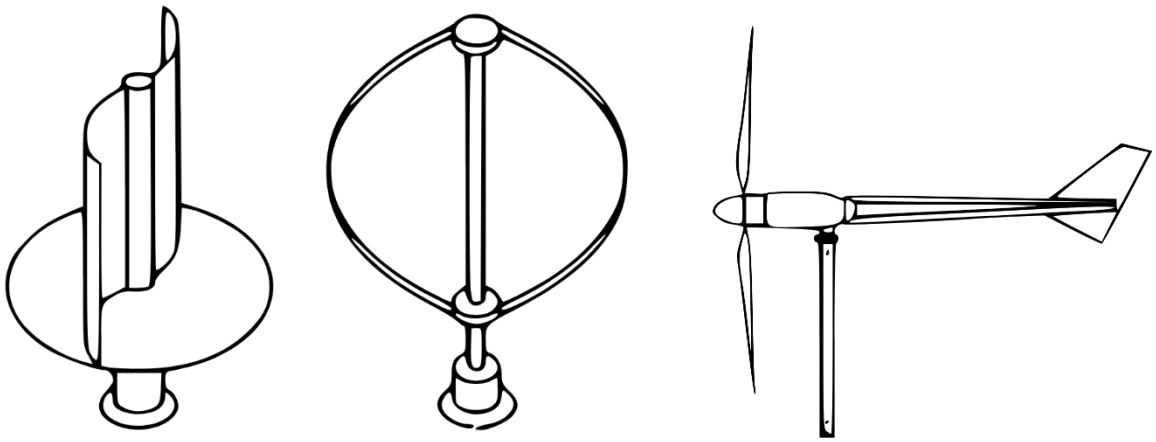
2.1.2 Tipos de turbinas de acuerdo con su eje

De igual manera, los aerogeneradores se pueden dividir principalmente por la orientación de su eje de rotación en dos grupos: eje horizontal y eje vertical.

2.1.2.1 Turbina eólica de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT, por sus siglas en inglés) son la tecnología más extendida a nivel mundial para la conversión de energía eólica en eléctrica. Su diseño se basa en un rotor con palas que giran alrededor de un eje paralelo al suelo y orientado en la dirección del viento. Este tipo de turbina se caracteriza por presentar altos coeficientes de potencia, lo que permite un mayor aprovechamiento energético en comparación con otros diseños. Como se mencionó, una de las ventajas relevantes de los HAWT es su capacidad de alcanzar potencias elevadas, razón por la cual son ampliamente utilizados en parques eólicos a gran

escala. No obstante, requieren sistemas de orientación activos y estructuras más robustas, lo que implica mayores costos de instalación y mantenimiento.



a) Vertical Savonius b) Vertical Darrieus c) Horizontal

Figura 3. Tipos de turbinas eólicas

2.1.2.2 Turbina eólica de eje vertical

La turbina eólica de eje vertical (VAWT, por sus siglas en inglés) es aquella en la que el eje de giro del rotor se orienta perpendicular al suelo. A diferencia de las turbinas de eje horizontal, no requieren mecanismos de orientación para alinearse con la dirección del viento, lo que las hace funcionales incluso en entornos con vientos cambiantes o turbulentos. Este tipo de turbinas suele instalarse a baja altura, lo que facilita su mantenimiento, y su diseño favorece una operación más silenciosa. Existen principalmente dos configuraciones:

Turbina eólica de eje vertical Darrieus

Las turbinas Darrieus están compuestas por palas curvas o rectas unidas a un eje vertical, y aprovechan la fuerza de sustentación generada al rotar para alcanzar velocidades angulares superiores a la del viento incidente. Estas turbinas se caracterizan por un diseño aerodinámico eficiente y un rendimiento notable en

términos de velocidad de giro, pero presentan limitaciones como la falta de autoarranque y un bajo par de arranque, lo cual restringe su funcionamiento en zonas con vientos débiles o inestables.

Turbina eólica de eje vertical Savonius

Conocidos por su forma de “S”, están formadas por semicírculos opuestos dispuestos alrededor de un eje vertical. Funcionan mediante la diferencia de resistencia aerodinámica entre las caras cóncava y convexa de las palas al recibir el viento. Son reconocidas por su capacidad de autoarranque incluso a bajas velocidades de viento.

En (Al-Rawajfeh y Gomaa, 2023) se detalla de manera profunda la comparación entre los dos tipos de turbinas, estableciendo que el coeficiente de potencia de los HAWT supera en aproximadamente un 2% al de los VAWT. Sin embargo, la elección entre aerogeneradores de eje horizontal y vertical no responde a una superioridad absoluta de un diseño sobre otro, sino más bien a la adecuación de cada tecnología a las condiciones específicas de operación. Mientras que las de eje horizontal han demostrado gran eficiencia y confiabilidad en aplicaciones de gran escala, también son factibles en escenarios urbanos, sobre todo a pequeña potencia. De la misma manera, las de eje vertical ofrecen ventajas importantes en entornos urbanos, pero no se encuentran limitados a ello.

Por ello, el análisis comparativo permite comprender que la selección del tipo de aerogenerador debe realizarse considerando todos los factores, como el recurso eólico disponible, el entorno de instalación, los costos y los objetivos energéticos planteados.

A continuación, se muestra una tabla comparativa entre los dos tipos de configuraciones:

Aspecto	**Turbina Eje Horizontal (HAWT)**	**Turbina Eje Vertical (VAWT)**

Principio de funcionamiento	El rotor gira en un eje paralelo al suelo y alineado con la dirección del viento	El rotor gira en un eje perpendicular al suelo, permitiendo capturar viento desde cualquier dirección.
Eficiencia y coeficiente de potencia	Son más eficientes, alcanzan altos coeficientes de potencia y aprovechan vientos de media y alta velocidad	Generalmente presentan menor eficiencia. Mejoras al diseño pueden incrementar este parámetro.
Costos de instalación y mantenimiento	Requieren estructuras robustas, cimentaciones profundas y grúas para montaje en gran escala. El mantenimiento suele ser más costoso por la altura de la torre.	Instalación más sencilla y de menos costo, debido a su proximidad al suelo y menor altura. El mantenimiento suele ser más accesible y económico.
Durabilidad y desgaste	Presentan menos esfuerzos mecánicos en el eje y rodamientos al estar alineados con el viento. Sin embargo, requieren sistemas de orientación que incrementan el desgaste	El diseño soporta turbulencia, pero los esfuerzos asimétricos en el rotor generan mayor fatiga mecánica. Las palas suelen sufrir más desgaste.
Inicio de operación	Necesitan una velocidad mínima de viento	Funcionan desde velocidades más bajas, útil

	relativamente mayor para arrancar.	en zonas con viento irregular.
Aplicación común	Parques eólicos terrestres y marinos, generación a gran escala y proyectos conectados a la red.	Generación distribuida, sistemas aislados, entornos urbanos, aplicaciones residenciales o experimentales.
Limitaciones	No aptas para entornos urbanos a gran escala debido a la contaminación acústica y visual.	Limitados a aplicaciones de menor escala (de W a kW de potencia).

Tabla 2. Comparación de turbinas eólicas

Independientemente de su tamaño o del tipo de eje, todas las turbinas comparten ciertos componentes fundamentales que permiten su funcionamiento: convertir la energía cinética del viento en energía mecánica mediante la rotación del rotor, esta energía mecánica se transfiere a un generador eléctrico que se encarga de transformarla en energía eléctrica. A continuación, se describen los elementos más relevantes:

2.1.3 Componentes de la turbina eólica

Rotor y palas

El rotor constituye la parte fundamental de la turbina, pues es el encargado de captar la energía del viento. Este se encuentra conformado por las palas, que actúan como perfiles aerodinámicos que generan sustentación o arrastre al incidir el flujo con un cierto ángulo de ataque.

En turbinas HAWT las palas son comúnmente de materiales ligeros y resistentes, como material compuesto (fibra de vidrio o carbono), optimizadas para una relación de

velocidad de punta (TSR) especifica. En modelos VAWT con configuraciones Darrieus se usan perfiles usualmente simétricos para operar con ángulos de ataque alternantes durante el giro, mientras que en tipo Savonius predominan superficies cóncavas.

El rotor y sus palas no deben entenderse únicamente como elementos mecánicos, sino como el núcleo aerodinámico que define la eficiencia global de la turbina. Ajustes en el perfil, numero de palas y geometría pueden representar incrementos sustanciales en la potencia capturada. En la literatura se ha documentado que la sección adecuada de perfiles permite reducir la separación de flujo y mejorar el coeficiente de potencia (Richmond-Navarro et al., 2020); al igual que el número de palas influye directamente en el arranque, estabilidad y el compromiso entre eficiencia y costo, sobre todo en turbinas de baja potencia (Zidane y Mahmood, 2024). Asi mismo, las modificaciones e implementaciones tecnológicas han demostrado favorecer el aprovechamiento del viento en regímenes de baja velocidad (Al-Ghriybah y Didane, 2023).

Buje y sistema de paso Pitch

El buje conecta las palas con el eje de baja velocidad, transmitiendo cargas aerodinámicas y centrifugas. El sistema de paso o pitch regula el ángulo de las palas para controlar la potencia extraída del viento:

- Pitch fijo: Frecuente en microturbinas por simplicidad; el control de potencia se logra por stall pasivo o por electrónica de potencia.
- Pitch variable: Típico en gran escala, cada pala integra actuadores eléctricos o hidráulicas. Permite regular potencia, aliviar cargas en ráfagas y ejecutar parada de emergencia (Legerén, 2014).

Eje de transmisión

El eje transmite el movimiento rotacional del rotor al generador. En turbinas pequeñas suele ser un eje directo de baja velocidad, que simplifica la mecánica y reduce costos.

En aerogeneradores de mayor tamaño, el eje lento conecta a una caja multiplicadora (gear-box), la cual eleva la velocidad de rotación para adecuarla a los requerimientos del generador. Esta multiplicadora requiere lubricación, sistemas de enfriamiento y monitoreo para evitar fallos. En diseños modernos, especialmente en turbinas de baja potencia, se tiende al accionamiento directo (direct-drive), donde el eje del rotor se acopla directamente a un generador de par elevado, eliminando la necesidad de engranajes y reduciendo el mantenimiento. En turbinas VAWT, la transmisión puede ubicarse a nivel del suelo, facilitando su mantenimiento.

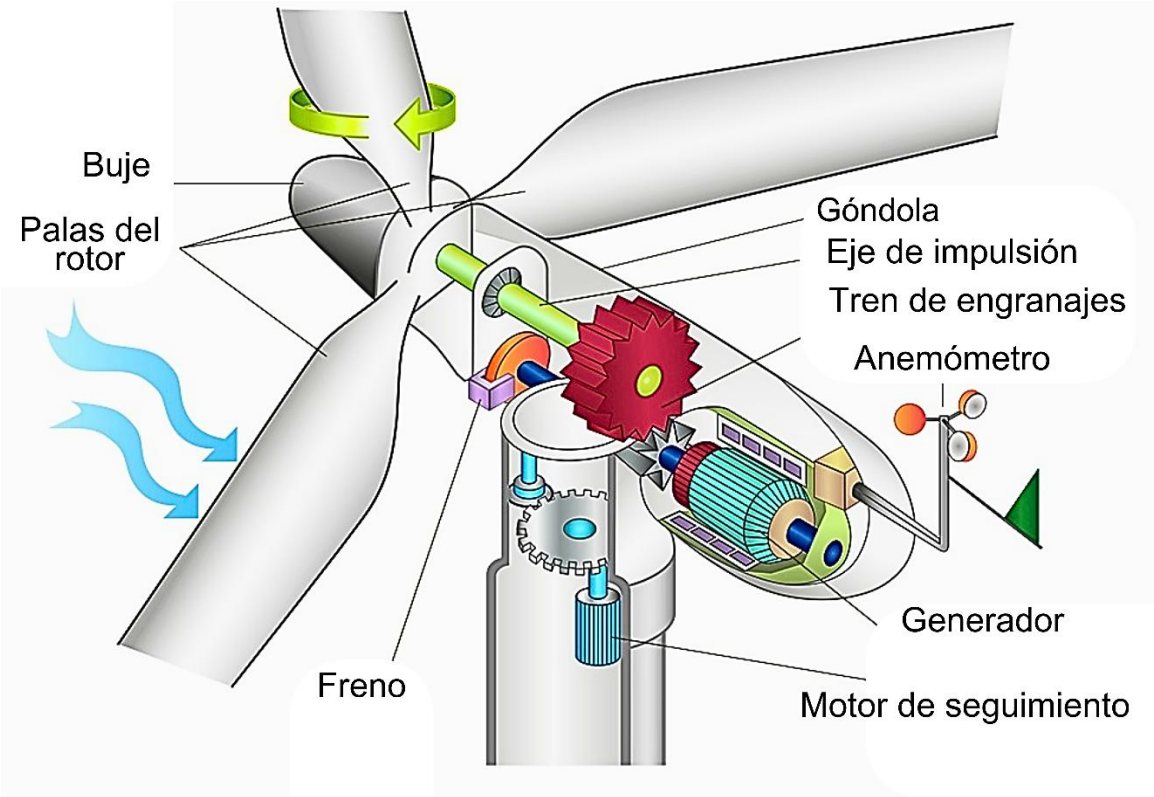


Figura 4. Componentes de un aerogenerador

Generador eléctrico

El generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Su diseño y principio de funcionamiento influyen directamente en la eficiencia, el mantenimiento requerido

y la forma en que la energía se entrega ya sea un sistema aislado o a la red eléctrica. Algunas tipologías comunes son:

- Síncrono de imanes permanentes (PMSG):
  El generador síncrono de imanes permanentes es uno de los más utilizados en turbinas de baja potencia y en diseños de transmisión directa. En su rotor se incorporan imanes permanentes que producen el campo magnético, lo que elimina la necesidad de sistemas de excitación externos y reduce pérdidas eléctricas. Estos ofrecen alta eficiencia incluso a bajas velocidades de rotación, lo que permite acoplarlos directamente al eje de rotor sin necesidad de una caja multiplicadora. Además, requieren poco mantenimiento al no incluir escobillas ni sistemas de excitación.

- Asíncrona jaula de ardilla (SCIG):
  Los generadores de inducción con rotor en jaula de ardilla han sido empleados ampliamente en aerogeneradores de gran escala, especialmente en las primeras generaciones de turbinas conectadas a la red. Son robustos, de bajo costo y fáciles de mantener, Requieren estar conectados a una red eléctrica que proporcione la frecuencia base, lo que los hace poco adecuados para sistemas aislados sin electrónica de potencia, Una de sus desventajas es que incluyen un bajo factor de potencia y limitaciones en el rango de velocidades de operación (Pérez-Herrera et al., 2023).

- Doblemente alimentado (DFIG):
  El generador doblemente alimentado es uno de los más representativos en turbinas eólicas modernas de mediana y gran escala. Su rotor bobinado se conecta a la red mediante convertidores electrónicos de potencia, mientras que el estator lo hace de manera directa. Esta configuración permite operar en un rango amplio de velocidades, controlar tanto la potencia activa como la reactiva y mejorar la integración con la red. Ofrecen un equilibrio entre eficiencia, costo

y flexibilidad operativa, lo que explica su predominio en parques eólicos a nivel mundial (Gimenez y Gómez, 2011).

Tipo de generador	**Síncrono de imanes permanentes (PMSG)**	**Asíncrono de jaula de ardilla (SCIG)**	**Doble alimentación (DFIG)**
Principio de operación	El rotor contiene imanes permanentes que generan el campo magnético, eliminando la necesidad de excitación externa.	Generador de inducción con rotor en cortocircuito y requiere conexión a la red para suministrar frecuencia.	El estator se conecta directamente a la red y el rotor a través de convertidores electrónicos, lo que permite operación a velocidad variable.
Ventajas	• Alta eficiencia a bajas velocidades • Compatible con sistemas direct-drive • Bajo mantenimiento	• Diseño simple, robusto y económico. • Bajo costo de fabricación • Buena tolerancia a sobrecargas	• Alta eficiencia • Permite amplio rango de velocidades • Control de potencia activa y reactiva • Flexibilidad en la integración con la red
Desventajas	• Mayor costo	• Factor de potencia baja	• Requiere electrónica de

	• Sensibles a temperaturas elevadas • Limitados en turbinas de muy gran escala	• Requiere red o compensación externa para operar • Limitado a velocidad casi constante	potencia más compleja • Mayor costo que SCIG • Mayor necesidad de mantenimiento en comparación con PMSG
Aplicaciones	Turbinas de baja potencia, aplicaciones residenciales, rurales y sistemas aislados con baterías.	Turbinas de gran escala en las primeras generaciones comerciales; aun usado en aplicaciones conectadas a red por su bajo costo	Turbinas modernas de mediana a gran escala en parques eólicos conectados a la red.

Tabla 3. Comparación de generadores

Sistema de orientación (Yaw)

En aerogeneradores de eje horizontal, se incluye un mecanismo de orientación que permite al rotor alinearse con la dirección del viento. En aplicaciones de gran escala es usado un yaw activo, es decir, emplean motores y rodamientos de gran diámetro que gira la góndola; mientras que a pequeña potencia es usado un yaw pasivo, es decir, una veleta o “cola” que gira la turbia automáticamente.

Sistema de control

El control tiene como función regular el comportamiento de la turbina y optimizar su rendimiento. Incluye mecanismos que permiten ajustar la orientación (en turbinas HAWT), limitar la velocidad de giro en condiciones de viento fuerte y maximizar el coeficiente de potencia. En sistemas más avanzados, los controladores electrónicos supervisan variables como la velocidad del viento, la tensión generada y la frecuencia de operación.

Góndola o “caja”

La góndola es la carcasa que aloja los principales componentes mecánicos y eléctricos de la turbina, como el eje, la multiplicadora, el generador y los sistemas de control. Su diseño debe promocionar rigidez estructural, aislamiento frente a condiciones ambientales y facilidad de acceso para tareas de mantenimiento. En turbinas pequeñas la góndola puede ser más simple, mientras que en grandes aerogeneradores incluye sistemas de ventilación, hidráulicas y cableado de alta capacidad.

Torre y cimentación

La torre sostiene al rotor y a la góndola a una altura adecuada para aprovechar vientos más fuertes y estables. En turbinas pequeñas suelen utilizarse torres tubulares o mástiles arriostrados, que pueden ser abatibles para facilitar el mantenimiento. En aerogeneradores grandes, las torres son de acero tubular de gran altura y requieren cimentaciones robustas de hormigón. Su diseño debe considerar cargas dinámicas, vibraciones y resistencia a la fatiga.

2.2 Velocidad del viento

El viento es un fenómeno atmosférico que se origina principalmente por las diferencias de presión generadas en la superficie terrestre, como resultado de la radiación solar desigual y de la rotación del planeta. Este movimiento del aire se ve influenciado por factores de gran escala, como los sistemas de presión y los patrones de circulación global, que determinan corrientes dominantes a nivel continental o regional. Sin embargo, al acercarse a la superficie terrestre, el viento adquiere características más específicas que dependen de variables locales, por lo que su análisis requiere considerar tanto los procesos globales como los fenómenos de escala reducida.

Como se mencionó, el comportamiento del viento en un sitio determinado no es uniforme y depende de varios elementos físicos que modifican su velocidad y dirección. Algunos factores son:

Rugosidad del terreno:

Se refiere a las características de la superficie sobre la cual circula el viento. Terrenos con vegetación alta, zonas urbanizadas o accidentes geográficos abruptos tienden a frenar el flujo del viento y generar turbulencias. En contraste, superficies lisas y abiertas, como llanuras despejadas, desiertos o cuerpos de agua, permiten que el viento fluya con mayor uniformidad y velocidad. El efecto de la rugosidad es fundamental al realizar mediciones o estimaciones de velocidad a diferentes alturas (IDAE, 2006).

Densidad del aire:

La energía cinética transportada por el viento es proporcional a la densidad del aire, la cual depende de factores como la temperatura, la presión atmosférica y la altitud. En regiones de gran altitud o en climas cálidos, la densidad es menor, lo que reduce el contenido energético del viento en comparación con condiciones de baja altura o temperaturas más frías.

Altura:

Pequeñas variaciones en la velocidad del viento generan impactos significativos en la generación de energía eólica. Una de las principales variaciones se encuentra asociada en función de la altitud, ya que la velocidad del viento tiende a aumentar con la altura, debido a que la fricción con el suelo disminuye conforme asciende. Esta relación se modelo mediante la siguiente expresión:

$$V_2 = V_1 \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{\alpha}$$

Donde:

$V_1 =$ Velocidad del viento medida a la altura h_1

$V_2 =$ Velocidad del viento medida a la altura h_2

$\alpha =$ Exponente de Hellmann, depende de la rugosidad del terreno (comúnmente entre 0.1 y 0.4). La tabla 4 presenta sus valores típicos en función al tipo de terreno.

La ecuación permite ajustar la velocidad medida a diferentes alturas, y muestra que la velocidad del viento aumenta con altitudes más altas, por lo tanto, los aerogeneradores han adoptado una estructura más alta para aprovechar esas mayores velocidades del viento (Haraldsdóttir y Sandström, 2016).

Tipo de terreno	$\boldsymbol{\alpha}$
Terrenos llanos con hielo o hierba	0.08 – 0.12
Llanos (mar, costas suaves)	0.14
Terrenos poco accidentados	0.13 – 0.16
Zonas rurales	0.2
Terrenos accidentados y bosques	0.2 – 0.26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0.25 – 0.4

Tabla 4. Valores del coeficiente de Hellmann en función del tipo de terreno

El análisis de un recurso como el viento requiere de series históricos de datos confiables y representativos. Estos registros permiten identificar patrones de comportamiento, calcular promedios y estimar la variabilidad temporal del viento.

Para ello, no solo se pueden utilizar datos medidos directamente, sino también se utilizan registros provenientes de estaciones meteorológicas, atlas eólicos y bases de datos climáticas que permiten disponer de series históricas de velocidad y dirección del viento. En el ámbito internacional existen diversas plataformas y organismos que recopilan y ponen a disposición datos climáticos de libre acceso, como el National Renewable Energy Laboratory (NREL). En el contexto de México, se encuentra el Atlas Nacional de Energía Eléctrica con Recursos Renovables elaborado por la Secretaría de Energía (SENER) y el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL). Asi mismo, plataformas como el Global Wind Atlas o los reportes del Servicio Meteorológico Nacional (SMN) complementan la disponibilidad de información climática para su análisis.

Caracterización del viento

Para describir adecuadamente el comportamiento del viento no resulta suficiente considerar únicamente valores promedio, sino que es necesario conocer cómo se distribuyen las diferentes velocidades a lo largo del tiempo. Con este propósito, se emplean modelos estadísticos y matemáticos que permiten representar de manera más realista la variabilidad del viento y facilitar la estimación de parámetros energéticos relevantes.

Entre los enfoques más empleados en la literatura se encuentran las distribuciones estadísticas de probabilidad, dentro de las cuales destacan la Normal, la Log-Normal, la Rayleigh y la Gamma, que en ciertos casos se utilizan como aproximaciones para analizar series de datos de viento. Sin embargo, la que ha mostrado una mejor representación y que se ha consolidado como estándar en estudios eólicos es la distribución Weibull, debido a su flexibilidad para adaptarse a distintas condiciones de viento.

Además de los métodos de distribución, también se aplican enfoques alternativos, como el análisis de rosas de viento para identificar las direcciones predominantes, el uso de modelos de densidad de potencia que integran directamente la relación cubica entre la velocidad del viento y la energía disponible, así como métodos basados en series temporales (ARIMA, modelos estocásticos o análisis espectral), que permiten estudiar patrones de variabilidad y predicciones a corto plazo.

2.3 Distribución de Weibull

La distribución de Weibull se emplea comúnmente para caracterizar la variabilidad de la velocidad del viento y estimar la probabilidad de ocurrencia de distintas velocidades. Su función de densidad de probabilidad se expresa como:

$$f(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-(v/c)^k}$$

donde v es la velocidad del viento, k es el parámetro de forma que describe la dispersión de los datos y c el de escala (Sukkiramathi y Seshaiah, 2020).

El parámetro k refleja el grado de uniformidad del viento: valores bajos indican una alta variabilidad, mientras que valores altos señalan un flujo más constante. El parámetro c, por su parte, está directamente asociado a la magnitud característica del viento en sitio, lo que permite relacionarlo con la velocidad media.

Su estructura matemática facilita el cálculo de indicadores clave como la velocidad media esperada y la densidad de potencia disponible, esta ha sido la razón de la adopción generalizada en estudios de caracterización y en aplicaciones prácticas.

2.4 Parámetros técnicos

El desempeño de una turbina eólica se comprende a través de diversos parámetros técnicos. Estos constituyen la base para el análisis de la conversión de energía y se describen a continuación:

2.4.1 Área de barrido

El área de barrido (A) determina la cantidad de energía cinética disponible para ser captada por el rotor. Esta depende directamente del tipo de aerogenerador empleado, ya que la geometría del sistema define cómo interactúan las palas con el flujo viento. En la siguiente tabla se presentan las expresiones utilizadas para el cálculo del área de las turbinas:

Aerogenerador		**Fórmula**
HAWT	Área del círculo que giran las aspas	$A = \pi r^2$
VAWT	Área frontal expuesta al viento	$A = H \times D$

Tabla 5. Área de barrido para los distintos tipos de turbinas

2.4.2 Potencia real y teórica

La potencia teórica contenida en el viento se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_t = \frac{1}{2}\rho A v^3$$

donde:

ρ es la densidad del aire, 1.225 kg/m³ (condiciones estándar al nivel del mar),

A es el área de barrido del rotor, y

v es la velocidad promedio del viento.

No obstante, no toda esta energía puede transformarse en electricidad. La fracción de energía realmente capturada se estima aplicando el coeficiente de potencia C_p, que

representa la eficiencia aerodinámica del rotor. Así, la potencia real extraída esta descrita por:

$$P_r = C_p P_t$$

2.4.3 Coeficiente de Potencia

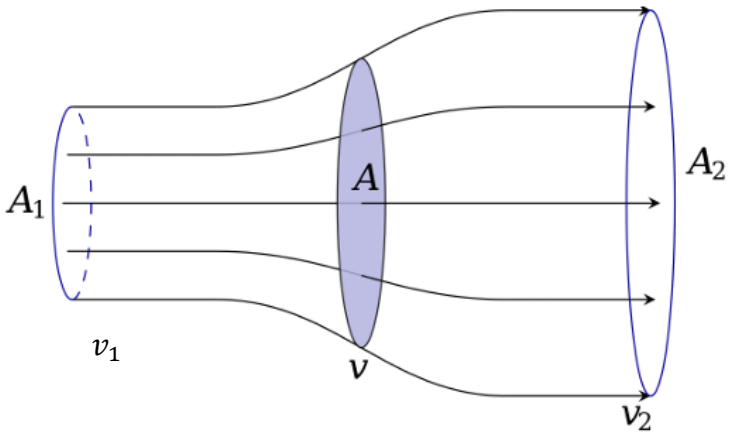
Como se mencionó en el apartado anterior, el rendimiento de un aerogenerador no se mide únicamente en función de la potencia del viento disponible, sino de la fracción de dicha energía que puede ser convertida efectivamente en potencia mecánica en el eje del rotor. Para expresar esta eficiencia aerodinámica se emplea el coeficiente de potencia (Cp), un parámetro adimensional definido como la relación entre la potencia extraída por el rotor y la potencia total contenida en el flujo del arie:

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{P_{viento}}$$

El coeficiente de potencia permite, por tanto, cuantificar qué porcentaje de la energía cinética contenida en el viento puede ser aprovechada por la turbina.

La idea de que una turbina pueda extraer el 100% de la energía del viento es físicamente inviable, pues el flujo de aire necesariamente debe mantener una velocidad distinta de cero después de atravesar el rotor, de lo contrario se produciría un estancamiento que impediría la continuidad del movimiento. Este principio fue formalizado por Albert Betz en 1919, quien desarrolló un modelo teórico que establece un límite máximo de aprovechamiento energético.

Para comprender este límite, se analiza un tubo de corriente que atraviesa el rotor. El aire se aproxima con una velocidad inicial v_1, reduce su velocidad a un valor intermedio v al pasar por el plano del rotor, y se aleja con una velocidad menor v_2. La sección transversal del flujo aumenta a medida que la velocidad disminuye, de manera que el área a la salida es mayor que la de entrada. La potencia que capta el rotor se calcula como la diferencia de energías cinéticas entre la entrada y la salida (González, 2020).



Asi, se obtiene:

$$P_{extraída} = \frac{1}{2}\rho A v(v_1^2 - v_2^2)$$

$$C_p = 4a(1-a)^2$$

Al derivar la expresión para encontrar el valor máximo, se obtiene que el Cp alcanza su límite cuando a=1/3, lo cual conduce a:

$$C_{pmax} = \frac{16}{27} \approx 0.593$$

Este resultado, conocido como el límite de Betz, indica que ningún aerogenerador, sin importar su diseño o sofisticación, puede superar una eficiencia teórica del 59.3%. En condiciones reales, factores como pérdidas aerodinámicas, mecánicas y eléctricas reducen este valor (Soria Álvarez, 2019).

El coeficiente de potencia no es constante, sino que depende del ángulo de palas y de la relación de velocidad de punta $C_p(\lambda, \beta)$, esta última definida como la razón entre la velocidad tangencial de la punta de las palas y la velocidad del viento incidente:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}$$

Cada tipo de turbina presenta una curva característica de potencia. En la práctica, el Cp aumenta a medida que la relación de velocidad de punta se acerca a un valor óptimo, y posteriormente disminuye si el rotor gira demasiado rápido o demasiado lento respecto al viento.

Este es un parámetro útil para comparar los distintos tipos de turbinas. las turbinas de eje horizontal (HAWT) son las que alcanzan los valores más elevados de Cp, cercanos al límite de Betz en condiciones óptimas, lo cual explica su predominio en aplicaciones de gran escala como los parques eólicos comerciales. Gracias al diseño aerodinámico de sus palas y a la posibilidad de incorporar sistemas de control de ángulo de paso y velocidad de giro, logran operar en un rango de relaciones de velocidad de punta relativamente alto, obteniendo coeficientes de potencia que en la práctica oscilan entre 0.45 y 0.5 en condiciones de viento estables y adecuadas.

Las turbinas de eje vertical muestran valores de más modestos, aunque poseen ventajas en términos de simplicidad estructural y capacidad de captar viento en cualquier dirección sin necesidad de mecanismos de orientación. Dentro de esta categoría se distinguen varios diseños. El tipo Darrieus, basado en la sustentación aerodinámica, alcanza valores intermedios de coeficiente de potencia en el orden de 0.3 a 0.35. Su eficiencia es superior a la de otros modelos de eje vertical, aunque presentan limitaciones como dificultades de arranque autónomo y mayores esfuerzos estructurales en la base del rotor. Una variante de este diseño son las turbinas Giromill o de rotor en H, en las que las palas curvas se sustituyen por palas rectas, facilitando la construcción y el mantenimiento. El desempeño aerodinámico de este tipo es similar al del Darrieus, aunque ligeramente inferior debido a las pérdidas inducidas por la geometría más simple de las palas.

Por otro lado, las turbinas Savonius se caracterizan por operar bajo el principio de arrastre y no de sustentación, lo que limita de manera considerable su coeficiente de potencia, situándolo en valores típicos de 0.15 a 0.2. Pese a ello, constituyen una opción atractiva en aplicaciones específicas debido a su simplicidad, robustez y bajo costo, además de su capacidad de iniciar el giro aun en condiciones de viento muy

débil. Estas características explican su uso en entornos urbanos, en sistemas de pequeña escala, bombeo de agua, ventilación o generación distribuida de baja potencia, donde la eficiencia aerodinámica no es el único criterio de selección tecnológica.

En la Figura 5 se muestra una comparación de los coeficientes de potencia típicos para las principales configuraciones de turbinas eólicas, lo que permite visualizar de manera clara las diferencias entre diseños de eje horizontal y vertical. Dicho contraste ha generado investigaciones orientadas a optimizar el desempeño de turbinas de pequeña escala. En el estudio de (Al Noman et al., 2023) se presenta un análisis comparativo de dieciocho perfiles de aspas utilizadas en SWTs Savonius, donde se reportaron un rango de Cp entre 0.12 y 0.33, con un valor promedio de 0.217. En (Al-Ghriybah y Didane, 2023) emplearon Dinámica de Fluidos Computacional (CFD, por sus siglas en inglés) para un estudio de comparación entre una SWT Savonius convencional y una modificada mediante aspas cóncavas onduladas, obteniendo valores máximos de Cp=0.16 y Cp=0.18, respectivamente, a una razón de velocidad de punta /=0.4. En (Jaramillo-Cardona et al., 2022) realizaron una evaluación técnico-económica de veinticuatro modelos de SWT, tanto horizontales como verticales, bajo condiciones de recurso eólico en un caso de estudio. Los modelos HAWT mostraron valores Cp que oscilaron entre 0.28 y 0.37. Finalmente, en el estudio de (Umar et al., 2022) se realizó el diseño y optimización de una SWT para aplicaciones en regiones con vientos bajos, utilizando perfiles aerodinámicos NACA 4412 y SG6053, se obtuvieron Cp de hasta 0.44 y 0.45, respectivamente, a TSR entre 4 y 6.

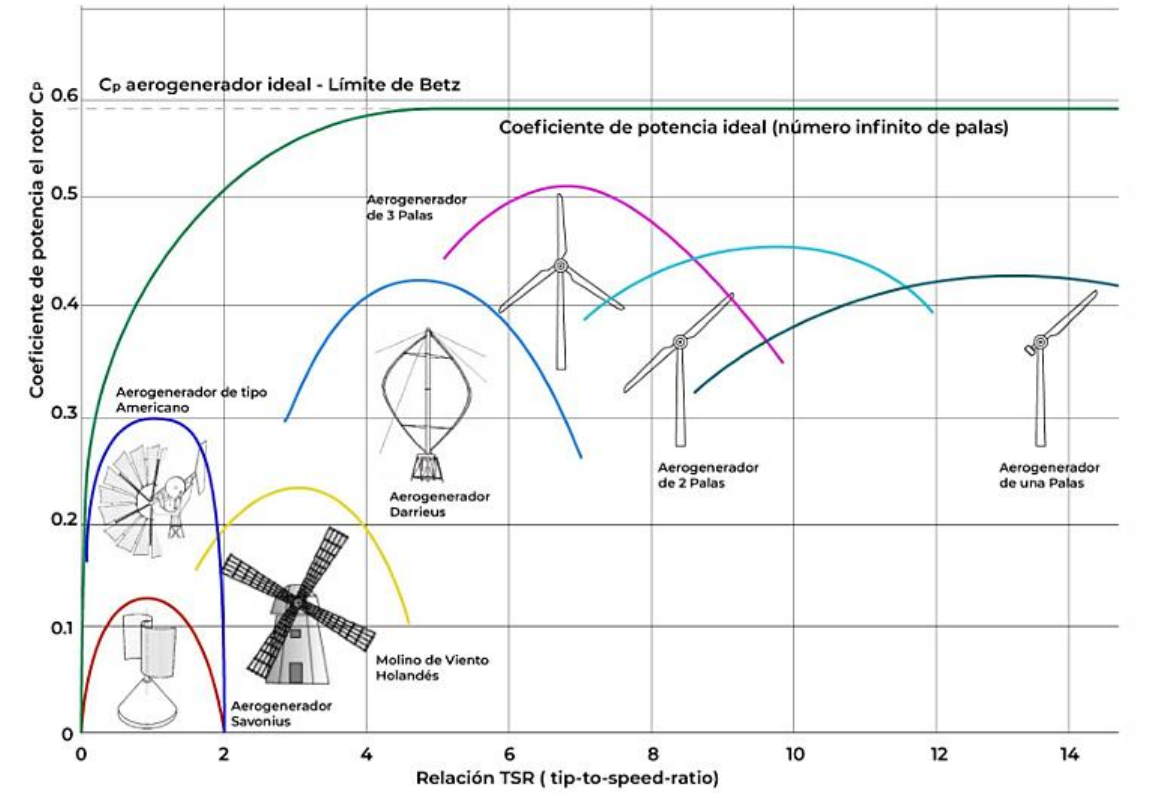


Figura 5. Coeficientes de potencia en los tipos de turbinas eólicas.

2.4.4 Velocidades características

El desempeño de un aerogenerador depende directamente del comportamiento del recurso eólico y de la relación entre este y los parámetros de diseño de la máquina. Para describir esta interacción se definen ciertas velocidades características del viento que condicionan el inicio, operación y límite de generación de energía.

- *Velocidad de arranque (v_{in}):* Corresponde a la mínima velocidad del viento a la cual el aerogenerador comienza a girar y a generar potencia útil. En turbinas de baja potencia este valor suele encontrarse entre 2 y 4 ms. Una velocidad inferior a v_{in} resulta insuficiente para vencer las pérdidas mecánicas y eléctricas, por lo que no se produce generación.

- *Velocidad nominal (v_{nom}):* Es la velocidad del viento a la cual el aerogenerador alcanza su potencia nominal o máxima capacidad de producción eléctrica. A partir de este punto, la turbina mantiene constante su potencia, incluso si el viento sigue aumentando, mediante sistemas de regulación aerodinámica o eléctrica.
- *Velocidad de corte (v_{out}):* Se define como la velocidad máxima de viento a la que el aerogenerador puede operar de manera segura. Una vez supera este umbral, la turbina se detiene automáticamente para proteger sus componentes estructurales y eléctricos frente a cargas excesivas.
- *Velocidad media anual (v_m):* Corresponde al promedio estadístico de las velocidades de viento registradas en un sitio durante un año. Este parámetro es esencial para la estimación de la energía generada, ya que permite relacionar el recurso eólico disponible con la capacidad de potencia del aerogenerador.

En conjunto, estas velocidades características permiten construir la curva de potencia del aerogenerador, herramienta fundamental para predecir la energía anual generada.

2.4.5 Energía Generada

La producción de energía anual se determina considerando la distribución de velocidades del viento en el rango operativo de la turbina y su correspondiente curva de potencia (Carrillo et al., 2013). Así, con base en la función de Weibull, se expresa como se muestra:

$$E_t = T \int_{v_{out}}^{v_{in}} P(v) f(v) dv$$

Donde $P(v)$ es la potencia producida, $f(v)$ la densidad de probabilidad de Weibull, T el tiempo total considerado y v_{in}, v_{out} la velocidad de arranque y corte, respectivamente.

2.4.6 Factor de capacidad

El Factor de Capacidad (FC) es un indicador clave para evaluar el desempeño de una turbina permite cuantificar la eficiencia al relacional la energía real generada con la energía máxima que podría producir si opera a condiciones nominales durante todo el periodo considerado (Rasham et al., 2023). Se calcula como se muestra a continuación:

$$CF = \frac{E_{anual}}{P_{nom} \cdot 8760}$$

Un factor de capacidad elevado indica que la máquina aprovecha de manera efectiva el recurso eólico del sitio, mientras que un valor bajo puede señalar una mala selección de emplazamiento, un diseño inadecuado o la presencia de restricciones técnicas y operativas. Por ello, este indicador es esencial para determinar la viabilidad de los proyectos y justificar decisiones de inversión, mantenimiento y escalabilidad del sistema.

2.5 Parámetros económicos

Una vez descritos los parámetros técnicos, se presentan los parámetros económicos que permiten evaluar la viabilidad financiera de las turbinas eólicas.

2.5.1 Costo de inversión inicial

El costo de inversión inicial corresponde al gasto total necesario para la adquisición, transporte, instalación y puesta en marcha de un aerogenerador. Incluye costos de:

- Equipo principal: turbina, generador, torre y sistema de control.

- Infraestructura y montaje: cimentación, estructuras de soporte, conexiones eléctricas y obras civiles.
- Transporte y logística: traslado de componentes al sitio de instalación.
- Permisos y estudios previos: análisis de recurso eólico, estudios de impacto ambiental y permisos legales.

Este costo, por tanto, representa toda la inversión que debe realizarse antes de que el sistema comience a generar energía (SEGOB, 2023).

2.5.2 Costo de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se refieren a los gastos asociados con el funcionamiento diario del aerogenerador y el aseguramiento de su correcto desempeño a lo largo de su vida útil. Incluye:

- Mantenimiento preventivo: inspecciones periódicas, lubricación de componentes, ajustes mecánicos y eléctricos.
- Mantenimiento correctivo: reparaciones por fallas o averías inesperadas.
- Gastos operativos: consumo de energía auxiliar, personal de operación y control remoto del sistema.
- Remplazo de piezas.

El control y minimización de estos costos junto con los de inversión, es fundamental para garantizar la rentabilidad de los proyectos eólicos (Ministerio de Energías, 2018).

2.5.3 Costo Nivelado de Energía (LCOE)

El Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) es un indicador ampliamente utilizado para evaluar la competitividad económica de un sistema de generación eléctrica, ya que permite estimar el costo promedio de producir una unidad

de energía a lo largo de toda la vida útil del proyecto (Trujillo, 2022). Se encuentra definido por la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{I_t + \sum_{t=1}^{n}(M_t + F_t)/(1+r)^t}{\sum_{t=1}^{n}(E_t)/(1+r)^t}$$

Donde:

$n =$ Vida útil

$I_t =$ Gastos de inversión, también conocido como CAPEX

$M_t =$ Gastos de operación y mantenimiento

$F_t =$ Gastos de combustible

$r =$ Tasa de descuento o interés

$E_t =$ Energía generada

2.6 Estado del arte

El aprovechamiento de la energía eólica a pequeña escala ha sido estudiado por su potencial para cubrir demandas locales de electricidad al mismo tiempo de reducir impactos ambientales. La literatura muestra avances en dos grandes líneas: estudios técnicos y económicos, y modelado y simulación de su comportamiento dinámico. Estas investigaciones permiten identificar tanto las condiciones de recurso, la viabilidad de distintos modelos, modelos dinámicos de aerogeneradores más adecuados, y en general, reconocer limitaciones y oportunidades de investigación que pueden orientar futuros desarrollos.

2.6.1 Estudios técnico-económicos

Internacional

En (Rosato et al., 2024) con el objetivo de obtener los datos de operación real en el campo en comparación con el rendimiento teórico proporcionados por los fabricantes, se analizan diversos modelos de turbinas eólicas horizontales y verticales de pequeña escala disponibles comercialmente, detallando las características correspondientes en términos del número y material de las palas, velocidades de viento, potencia máxima, nivel de ruido, diámetro del rotor, longitud de la turbina, altura de la torre y costos.

En (Jaramillo-Cardona et al., 2022) se evaluó la factibilidad técnica y económica de proyectos basados en turbinas eólicas pequeñas en Puerto Bolívar, La Guajira, Colombia. Se analizaron 24 modelos de turbinas considerando producción anual de energía, factor de capacidad, flujo de caja y valor presente neto, incluyendo análisis de sensibilidad al financiamiento. Los resultados mostraron que la rentabilidad de los proyectos aumenta con una mayor TIR y menor porcentaje de financiamiento.

En (Tzen, 2020) se presenta un análisis general de las turbinas eólicas pequeñas con capacidades nominales hasta 50 kW, destacando su potencial tanto para entornos urbanos como para aplicaciones fuera de la red. Se discuten aspectos de desempeño, costos, ruido y perturbación visual, así como la evolución tecnológica y el mercado

global, señalando que, pese a la tendencia hacia turbinas más grandes, los SWTs mantienen un papel relevante para electrificación local y descentralizada.

México

En (Gómez Rodríguez et al., 2020) se realizó un estudio en Apan, Hidalgo, usando la distribución de Weibull para el análisis técnico y parámetros financieros como VPN, TIR, costo nivelado de electricidad y periodo de recuperación. De doce aerogeneradores analizados, ocho fueron técnicamente viables, pero ninguno económicamente rentable a escala comercial. Se concluyó que el recurso es más adecuado para aplicaciones aisladas.

En (Rodriguez-Hernandez et al., 2019) se evaluó la factibilidad técnica y económica de turbinas eólicas de pequeña escala en el Área Metropolitana del Valle de México. Se analizaron 28 modelos en 18 ubicaciones distintas con tres años de datos de viento. Solo dos combinaciones de turbina y sitio resultaron económicamente viables, destacando la importancia de la calidad del recurso eólico local y la posibilidad de mitigar emisiones de CO_2 como valor agregado.

Matamoros, Tamaulipas

Finalmente, a nivel local, en (Tello-Olivas et al., 2023) diseñaron y construyeron un aerogenerador de bajo costo en el Instituto Tecnológico de Matamoros, evaluando selección de tipo de turbina, pruebas de materiales y optimización de costos. Este estudio representa una de las pocas contribuciones enfocadas en Matamoros, con un enfoque práctico de desarrollo e implementación regional.

2.6.2 Estudios de modelado y simulación

En (Yin Win, 2014) se propuso un sistema de generación eólica de pequeña escala con turbina de eje horizontal y tres palas, utilizando un generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) y un rectificador de diodos para electrificación en red y fuera de red. Se modelaron los subsistemas de turbina, generador y convertidor, destacando su alta eficiencia y operación a bajas velocidades de viento.

En (Hossain et al., 2017) se desarrolló el modelado matemático y la simulación de un aerogenerador con PMSG, evaluando distintos parámetros de operación mediante Matlab/Simulink, contribuyendo a la implementación en microrredes y optimización del rendimiento.

En (Iqbal, 2013) se presentó un modelo dinámico de un aerogenerador aislado de 1kW con generador de imanes permanentes, con controlador para extraer máxima potencia en diferentes condiciones de viento. La simulación mostró eficacia en la carga de baterías y aplicaciones domésticas aisladas.

En (Ben Ali et al., 2017) se modeló dinámicamente un aerogenerador de pequeña escala basado en PMSG, controlado mediante la estrategia Zero d-axis Current (ZDC). El modelo permitió predecir comportamientos dinámicos de tensión, corriente y potencia en Matlab/Simulink, demostrando eficiencia y confiabilidad del sistema.

(Ovando et al., 2007) se desarrolló un emulador de turbina de baja potencia usando un motor DC acoplado a una máquina de inducción de doble alimentación. El emulador permitió estudiar sistemas de conversión eólica sin turbinas reales, validando estrategias de control y desempeño para un prototipo de 300 W.

2.6.3 Limitaciones y oportunidades

La revisión muestra avances importantes en la caracterización técnica, análisis económico y modelado de aerogeneradores de baja potencia. Sin embargo, persisten limitaciones: pocos estudios comparan prototipos y turbinas comerciales bajo las

mismas condiciones; la literatura en México es limitada y se concentra en la zona sur del país; y en Tamaulipas, y particularmente en Matamoros, los estudios son escasos.

Dada la evidencia de alto potencial eólico en la región, la investigación de la micro generación en Matamoros resulta especialmente relevante y presenta una gran área de oportunidad para generar información local completa.

CAPÍTULO III.
MODELO MATEMÁTICO

CAPÍTULO III MODELO MATEMÁTICO

Un sistema físico puede definirse como un conjunto de elementos que interactúan entre sí para cumplir una función determinada. Para estudiar estos sistemas, es necesario distinguir entre dos formas de operación: lazo abierto y lazo cerrado.

3.1 Sistema en lazo abierto

La señal de entrada se aplica directamente al sistema y se obtiene una salida sin ningún mecanismo de retroalimentación. Ejemplos de esto son un horno eléctrico que calienta en función de una señal de voltaje, sin medir la temperatura alcanzado, o un motor que gira a partir de una tensión aplicada sin regulación posterior. Una ventaja de estos sistemas es la simplicidad, pero no existe corrección ante perturbaciones o incertidumbre en el proceso.

3.2 Sistema en lazo cerrado

Este sistema, incorpora un mecanismo de retroalimentación que mide la salida real y compara con un valor deseado o referencia. En función del error detectado, un controlador ajusta la entrada para reducir la desviación. Ejemplos clásicos son como el control de velocidad en motores, la regulación de temperatura en un horno con termostato, el aire acondicionado, etc. Los sistemas en lazo cerrado proporcionan mayor estabilidad, precisión y robustez frente a perturbaciones.

El modelo matemático consiste en traducir el sistema físico a un conjunto de ecuaciones que representan su comportamiento dinámico. De manera general, pueden adoptar diversas formas: ecuaciones algebraicas, ecuaciones diferenciales, funciones de transferencia, representación en espacio de estados o modelos estadísticos y estocásticos. La elección depende tanto de la naturaleza del sistema como del objetivo del análisis, un modelo no pretende reproducir en sí la realidad de forma general exacta, sino capturar sus aspectos más relevantes para el estudio en cuestión. Estos pueden clasificarse de manera general en lineales y no lineales, dependiendo de la forma de las ecuaciones que los describen (Ogata, 2018).

3.3 Modelo lineal

Se caracteriza porque las ecuaciones que lo definen cumplen con los principios de superposición y homogeneidad. Esto significa que, si se conoce la respuesta al sistema a dos entradas distintas, la respuesta a una combinación de ellas será la suma ponderada de las respuestas individuales. Los modelos lineales están expresados mediante ecuaciones diferenciales lineales con coeficientes constantes o variables en el tiempo. Su principal ventaja es su simplicidad, facilidad de análisis, pues permiten soluciones analíticas y el uso de un marco teórico muy desarrollado, como el análisis de funciones de transferencia o la teoría clásica de control.

3.4 Modelo no lineal

Por el contrario, los sistemas no lineales incluyen términos polinómicos, funciones trigonométricas, saturaciones o dependencias más complejas en sus ecuaciones. Estos modelos describen fenómenos mucho más realistas, pero conllevan dificultades como ausencia de soluciones analíticas generales, posibilidad de comportamientos inestables y necesidad de recurrir a métodos numéricos o aproximaciones locales (Khalil, 2002).

Con este trasfondo general, es posible enfocar el análisis en el caso específico de los aerogeneradores. Estas máquinas constituyen sistemas dinámicos complejos. Su comportamiento natural puede observarse en lazo abierto, respondiendo a la variabilidad del viento, pero su operación practica requiere esquemas de lazo cerrado que regulen la velocidad del rotor, ajustes en el ángulo de palas y limiten la potencia entregada.

Para representarlos, se emplean modelos matemáticos que integran ecuaciones diferenciales acopladas en el dominio aerodinámico, mecánico y eléctrico. Dichos modelos pueden formularse de manera lineal, como aproximaciones alrededor de un punto de operación, o de manera no lineal, capturando con mayor fidelidad la dinámica real. Gracias a ellos, es posible:

- Evaluar la eficiencia del sistema bajo distintas condiciones de viento.
- Predecir la respuesta del aerogenerador ante cambios súbitos, como ráfagas o caídas de velocidad.
- Diseñar estrategias de control que mantengan la operación en condiciones seguras y eficientes.
- Facilitar estudios comparativos entre diferentes escalas o configuraciones de turbinas.
- Explorar escenarios hipotéticos sin necesidad de implementar prototipos físicos.

En este sentido, el estudio y desarrollo de un modelo matemático no solo permite describir el comportamiento dinámico de un aerogenerador, sino que constituye la base para el diseño de estrategias de control que garanticen una operación segura, eficiente y estable. En la práctica, el viento es una fuente de energía altamente variable y estocástica, lo que ocasiona fluctuaciones en la potencia capturada, esfuerzos mecánicos irregulares y posibles sobrecargas en el generador. Ante este escenario, los sistemas de control se convierten en un componente indispensable para mitigar la incertidumbre y mantener un desempeño confiable.

El modelo global de un aerogenerador surge de la integración de tres áreas, resultando en un sistema de ecuaciones diferenciales acopladas:

1. Ecuaciones aerodinámicas: Describen la conversión cinética del viento en potencia mecánica en el eje del rotor. Se basan en el coeficiente de potencia, la velocidad del viento, el área de barrida por el rotor y la densidad del aire.
2. Ecuaciones mecánicas: Representan el movimiento de rotación del eje, la dinámica del tren de transmisión y la inercia de los componentes. Se expresan a partir de la ley de Newton para sistemas rotacionales, vinculando el torque aerodinámico, el torque eléctrico y las pérdidas por fricción.
3. Ecuaciones eléctricas: Describen el comportamiento del generador acoplado al rotor (síncrono, asíncrono u otra tecnología), modelando corrientes, tensiones

y el acoplamiento electromecánico entre velocidad angular y potencia generada.

El control en aerogeneradores tiene como objetivos principales maximizar la energía extraída del viento en condiciones de baja velocidad, proteger los compontes mecánicos y eléctricos frente a ráfagas o vientos fuertes, y regular la potencia entregada a la red en los rangos nominales. En otras palabras, un esquema de control eficiente no solo incrementa la eficiencia energética, sino que también prolonga la vida útil de la turbina y contribuye a la estabilidad de la red eléctrica (Novaes Menezes et al., 2018).

Para alcanzar estos fines, se emplean tanto estrategias en lazo abierto, útiles en etapas iniciales de diseño y simulación, como esquemas en lazo cerrado, que incorporan retroalimentación de variables críticas. Estos permiten compensar perturbaciones y adaptarse en tiempo real a las condiciones cambiantes del viento, que asegura un funcionamiento más robusto. En consecuencia, la integración de sistemas de control en aerogeneradores no debe entenderse como un añadido secundario, sino como una parte esencial del sistema global (Apata y Oyedokun, 2020). En la siguiente imagen, se muestra el diagrama de una turbina con un sistema de control.

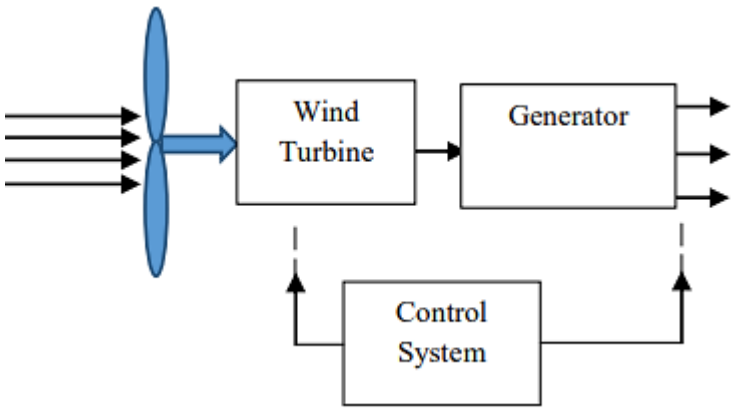


Figura 6. Esquema de una turbina con controlador

3.5 Modelo matemático de una turbina eólica

Con el fin de comprender la estructura general del modelo de una turbina eólica, a continuación, se describe un modelo representativo que integra las principales áreas, descrito en (Odgaard et al., 2013).

El modelo consiste en un conjunto de subsistemas: Hélices y Sistema Pitch, Caja de Transmisiones, Generador y Convertidor y Controlador. En la Figura 7 se presenta un diagrama esquemático de estas interacciones.

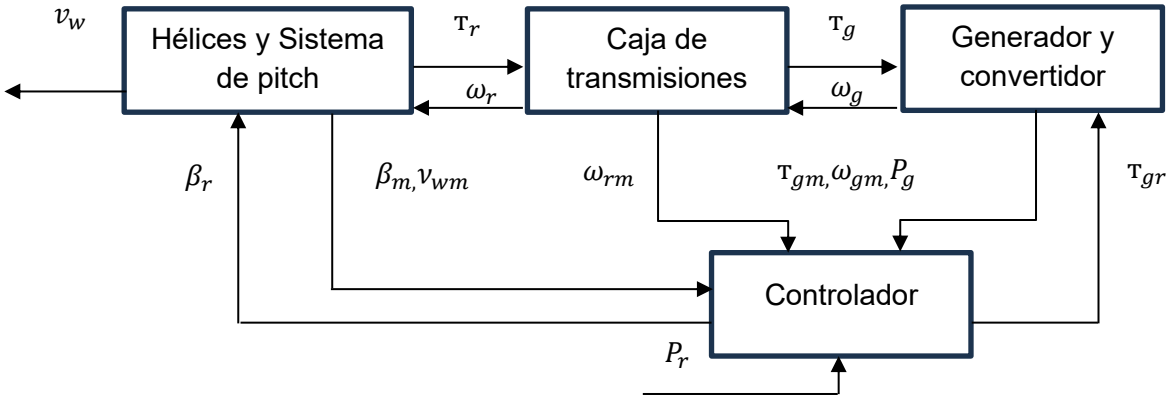


Figura 7. Submodelos del aerogenerador

3.5.1 Modelo Aerodinámico

El bloque aerodinámico modela la conversión de la energía cinética del viento en potencia mecánica en el eje del rotor. Esta potencia depende del coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$, de la densidad del aire ρ, del radio R y la velocidad del viento v. El torque aerodinámico resultante se expresa como:

$$T_r(t) = \frac{\rho \pi R^3 C_q\big(\lambda(t), \beta(t)\big) v_\omega(t)^2}{2}$$

Donde λ es la relación de velocidad de punta y β el angulo de paso de las palas.

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v_\omega}$$

Modelo del Sistema Pitch

Este subsistema regula el ángulo de las palas con respecto al viento, lo que permite limitar la potencia capturada en condiciones de viento fuerte y optimizar la extracción de energía en vientos bajos. El modelo dinámico del actuador de paso se aproxima mediante una función de transferencia de segundo orden:

$$\frac{\beta(s)}{\beta_r(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2}$$

$$\ddot{\beta}(t) = -2\,\xi\omega_n\dot{\beta}(t) - \omega_n^2\beta(t) + \omega_n^2\beta_r$$

3.5.2 Modelo Mecánico de la Caja de Transmisiones

El par aerodinámico se transfiere al generador a través del tren de transmisión para aumentar la velocidad de rotación del rotor, a una velocidad más alta requerida por el generador. El modelo de la caja de transmisión se describe por el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$J_r\dot{\omega}_r(t) = \tau_r(t) - K_{dt}\theta\ (t) - (B_{dt} + B_r)\omega_r(t) + \frac{B_{dt}}{N_g}\omega_g(t)$$

$$J_g\dot{\omega}_g(t) = \frac{\eta_{dt}K_{dt}}{N_g}\theta\ (t) + \frac{\eta_{dt}B_{dt}}{N_g}\omega_r(t) - \left(\frac{\eta_{dt}B_{dt}}{N_g^2} + B_g\right)\omega_g(t) - \tau_g(t)$$

$$\theta(t) = \omega_r(t) - \frac{1}{N_g}\omega_g(t)$$

3.5.3 Modelo eléctrico

El último bloque representa la conversión de la energía mecánica en eléctrica. En este modelo, la dinámica de la energía generada por el generador es representada como una función de transferencia de primer orden:

$$\frac{\tau_g(s)}{\tau_{gr}(s)} = \frac{\alpha_{gc}}{s + \alpha_{gc}}$$

$$\dot{\tau}_g(t) = -\tau_g(t)\alpha_{gc} + \tau_{gr}(t)\alpha_{gc}$$

La potencia producida por el generador depende de la velocidad de rotación del rotor y de la carga aplicada, como se describe en la siguiente ecuación:

$$P_g(t) = \eta_g \omega_g(t)\tau_g(t)$$

El modelo descrito en la forma de espacio de estados es el siguiente:

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

$$y = Cx$$

Donde $x = [\ \omega_r \quad \omega_g \quad \theta \quad \dot{\beta} \quad \beta \quad \tau_g\ ]^T$ y $u = [\ \beta_r \quad \tau_{gr}\ ]^T$

$$A = \begin{bmatrix} A & \frac{B_{dt}}{N_g J_r} & -\frac{K_{dt}}{J_r} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\eta_{dt} B_{dt}}{N_g J_g} & \frac{-\frac{\eta_{dt} B_{dt}}{N_g^2} - B_g}{J_g} & \frac{\eta_{dt} K_{dt}}{N_g J_g} & 0 & 0 & -\frac{1}{J_g} \\ 1 & -\frac{1}{N_g} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -2\,\xi\omega_n & -\omega_n^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\alpha_{gc} \end{bmatrix}$$

Los modelos matemáticos de la turbina pueden variar según el autor y propósito, esta flexibilidad permite adaptar las simulaciones a los objetivos específicos para fines de evaluación o diseño de controladores. Así, el modelo previamente presentado se centra en la dinámica de la caja de transmisión, y el generador es presentado mediante una función de transferencia.

El nivel de detalle en el modelo del generador depende del tipo de maquina utilizada: generador de jaula de ardilla, doblemente alimentados (DFIG), generadores síncronos de imanes permanentes (PSMG)

3.6 Modelo de generador PSMG

Una de las formas más comunes de representar el comportamiento del PMSG es mediante la transformación de Park (dq0), que permite expresar las magnitudes trifásicas ia, ib, ic en un sistema de coordenadas ortogonales d, q y 0. Esta transformación convierte variables sinusoidales dependientes del tiempo en valores continuos en régimen permanente, lo cual facilita su análisis (Figura 8).

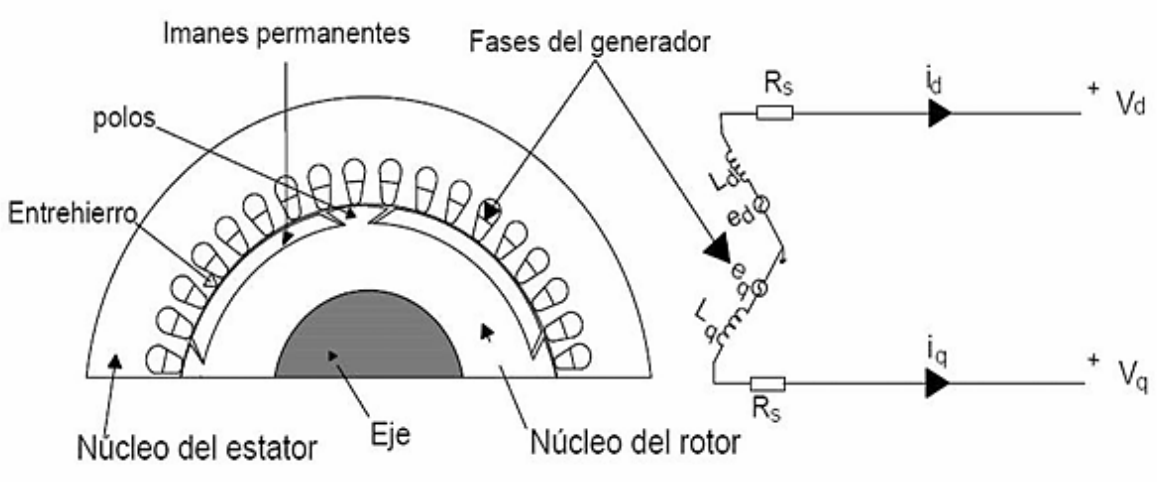


Figura 8. PSMG en dq0

- El eje d (directo) se alinea con el flujo magnético del rotor de imanes permanentes
- El eje q (en cuadratura) se ubica ortogonal al flujo
- El eje 0 corresponde al comportamiento homopolar, que en máquinas balanceadas puede despreciarse (Medina-Gómez, 2017).

Bajo este concepto, las ecuaciones dinámicas del PMSG se expresan como:

$$\frac{d}{dt} i_d = -\frac{1}{L_s} v_d - \frac{R_s}{L_s} i_d + \omega_r i_q$$

$$\frac{d}{dt} i_q = -\frac{1}{L_s} v_q - \frac{R_s}{L_s} i_q - \omega_r i_d - \frac{\omega_{r\lambda pm}}{L_s}$$

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \frac{1}{J} (\tau_m - F\omega_r + p\ \lambda pm\ i_q)$$

Donde $i_{d,}\, i_q$ son las corrientes en el estator en el eje de directa y de cuadratura respectivamente, v_q, v_q los voltajes en el estator, τ_m el par mecánico, ω_r la velocidad del rotor.

CAPÍTULO IV.
METODOLOGÍA

CAPÍTULO IV METODOLOGÍA

4.1 Evaluación económica y de desempeño

La metodología que se establece para la evaluación de la factibilidad técnica y económica de los aerogeneradores se basa en etapas sucesivas del análisis, estas se presentan en el siguiente esquema:

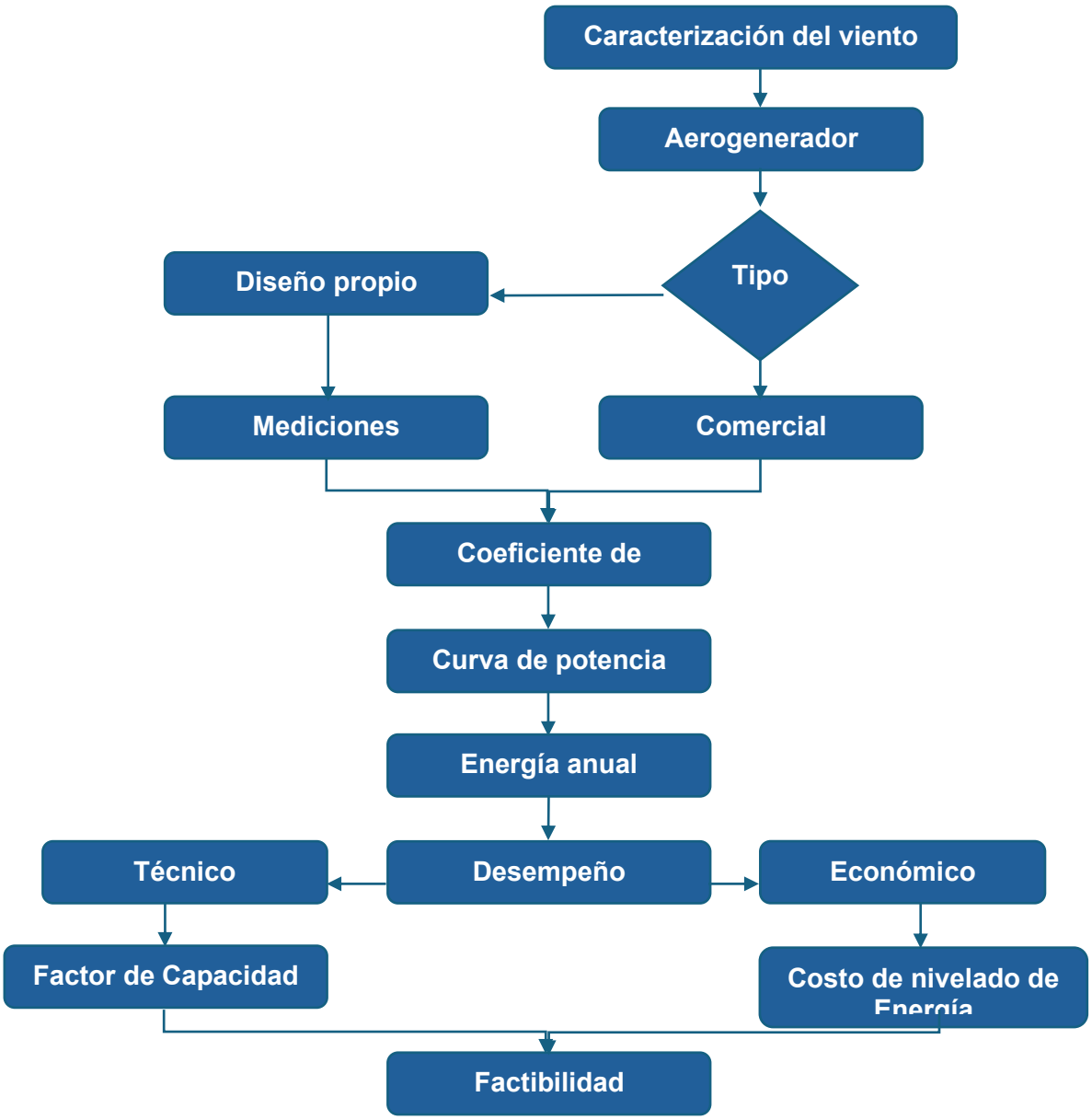


Figura 9. Metodología del análisis técnico y económico

4.1.1 Caracterización del recurso eólico

La primera etapa de la evaluación consistió en la caracterización del recurso eólico en el sitio de estudio, ubicado en Matamoros, Tamaulipas. Para ello, se utilizaron datos proporcionados por la Comisión de Energía de Tamaulipas (CETAM), los cuales se derivan del análisis climático MERRA-2 de la NASA. Estos registros comprenden una serie temporal suficientemente amplia y continua que permite establecer con mayor certeza las condiciones de viento predominantes en la región

Con el objetivo de representar estadísticamente la variabilidad de las velocidades del viento, los datos fueron ajustados a una función de distribución de probabilidad Weibull, la cual es adecuada para modelar el viendo debido a su flexibilidad y capacidad para describir tanto sitios con alta turbulencia como aquellos con regímenes más estables (CETAM, 2021).

De ahí, los parámetros de forma y escala de la función de Weibull son:

$$k = 2.81 \text{ y } c = 6.80\ m/s,$$

con una velocidad promedio de $6.05\ m/s$ para el sitio. Así, la función de Weibull quedó expresada como se muestra a continuación:

$$f(v) = \frac{2.81}{6.80}\left(\frac{v}{6.80}\right)^{2.81-1} e^{-(v/6.80)^{2.81}}$$

Como medida de validación y respaldo, este valor de la velocidad promedio se comparó con información proveniente del Global Wind Atlas (GWA), del cual se obtuvieron velocidades en la locación a diferentes alturas (DTU, 2025). De igual manera, se comparó con mediciones puntuales realizadas directamente en campo en (Amaro et al., 2024), encontrando consistencia en los resultados.

Finalmente, la información se representó gráficamente utilizando el software Matlab. La Tabla 6 muestra la frecuencia de las velocidades de viento. La Figura 10 muestra la distribución de frecuencias, acompañada de la curva ajustada con la función Weibull. Esta caracterización constituye la base para los cálculos posteriores de desempeño y evaluación económica, ya que se aplica directamente en el cálculo de la energía generada de los aerogeneradores de estudio.

Wind speed (m/s)	**Frecuencia**
0	0.3
1	3
2	6
3	9.7
4	14
5	17
6	17.5
7	13
8	9
9	5
10	3
11	1
12	0.7
13	0.3

14	0.25
15	0.25

Tabla 6. Frecuencia de las velocidades de viento

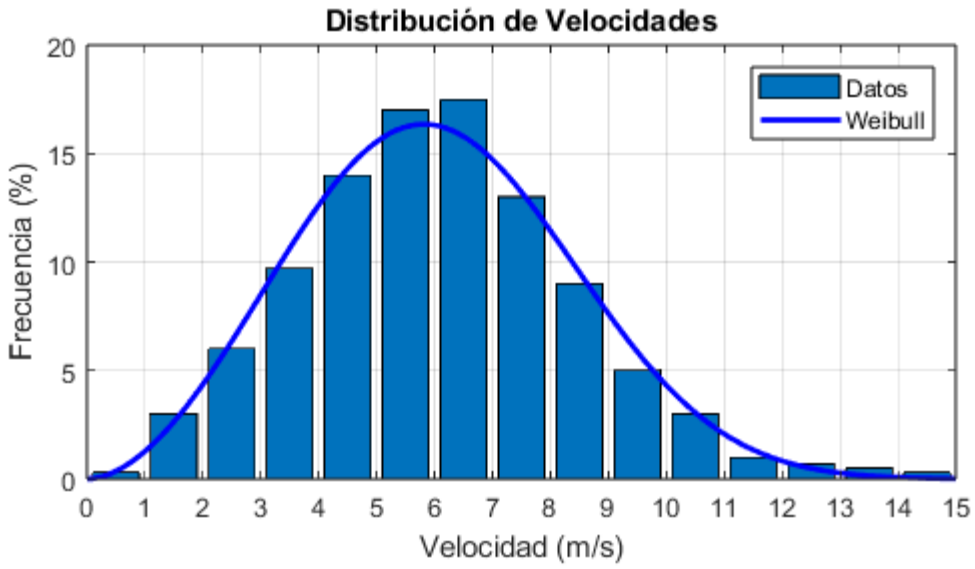


Figura 10. Distribución de velocidades en Matamoros, Tamaulipas

4.1.2 Obtención de curvas de potencia

En este trabajo se analizan dos aerogeneradores de baja potencia implementados en el Instituto Tecnológico de Matamoros:

- Aerogenerador comercial HAWT VEVOR de 500 W, de eje horizontal y cinco palas. Las especificaciones y características se presentan en la Tabla 7, obtenidos directamente del fabricante.
- Aerogenerador VAWT tipo Savonius, diseñado y construido desde cero.

Tabla 7. Especificaciones técnicas de turbina VEVOR.

Potencia nominal	500 W
Voltaje	12 V AC
Generador	Generador trifásico de imanes permanentes
Número de palas	5
Material de palas	Fibra de nylon reforzada
Material de cuerpo de turbina	Aleación de aluminio
Velocidad de arranque	2.0 – 2.5 m/s
Velocidad nominal de viento	12.5 – 13 m/s
Sistema de control	MPPT seguimiento del punto de máxima potencia
Peso	9.5 kg
Dimensiones del rotor	1.2 m
Frenado	Automático para vientos extremos

La curva de potencia del aerogenerador VEVOR igualmente se adquirió directamente del fabricante y se ilustra en la Figura 11.

Mientras que la del vertical se construyó en Matlab mediante la interpolación de puntos obtenidos de las pruebas experimentales, se consideraron velocidades características y la potencia nominal alcanzadas en dichas pruebas (Ver Anexo 1).

$$v_{in} = 1.38\, m/s$$

$$v_{nom} = 11.11\, m/s$$

$$P_{nom} = 250\ W$$

El resultado se expresa en la Figura 11, donde se observa la tendencia creciente de la potencia con la velocidad hasta alcanzar la región de saturación en torno a la potencia nominal.

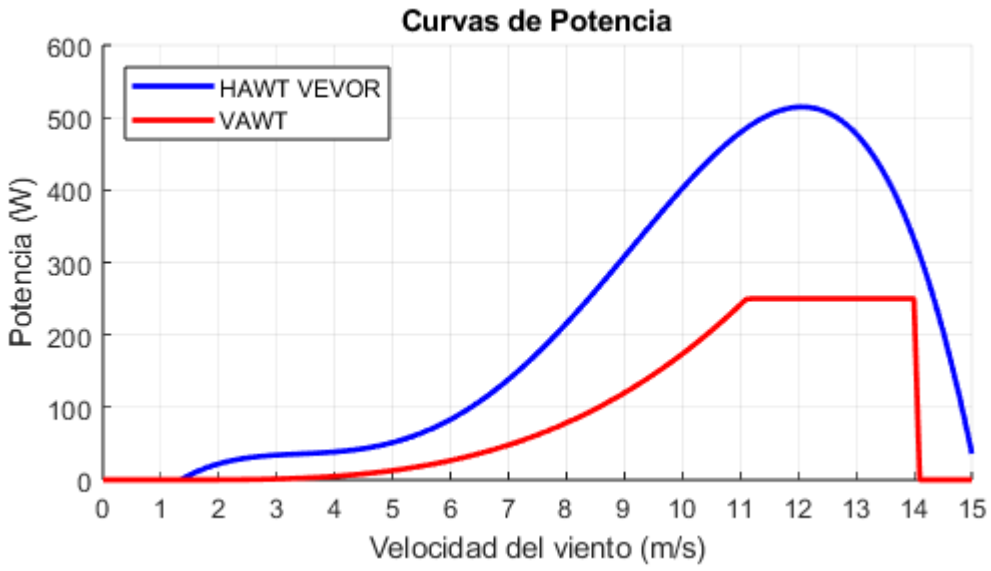


Figura 11. Curvas de potencia de los aerogeneradores

4.1.3 Cálculo de la energía anual generada

Con las curvas de potencia y la caracterización del viento en el sitio definidas, se procedió a la estimación de la energía anual generada por cada turbina. El cálculo se realizó integrando la potencia disponible a cada velocidad con la función de probabilidad de Weibull. Matemáticamente, el procedimiento se expresa como:

$$E_{anual} = 8760 \int_{v_{out}}^{v_{in}} P(v) f(v) dv$$

Donde $T = 8760$, es el número total de horas anuales.

La implementación inicial se realizó en Matlab, también, para efectos de practicidad se empleó posteriormente en Excel utilizando tablas discretizadas de $P(v)$ y $f(v)$, lo que permitió realizar las integraciones de manera más sencilla.

4.1.4 Cálculo de indicadores económicos y de desempeño

La evaluación económica se orientó a estimar el Costo de Nivelado de Energía (LCOE) de los dos aerogeneradores bajo estudio, y a relacionarlo con su factor de capacidad (FC). El LCOE se empleó como métrica principal por su capacidad para integrar, en un único valor, los costos de inversión, operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil mediante una tasa de descuento, normalizados por la energía producida calculada en el apartado anterior.

4.1.4.1 Factor de capacidad (FC)

Una vez establecida la energía anual de cada aerogenerador, fue posible determinar el factor de capacidad (FC) de cada turbina mediante:

$$CF = \frac{E_{anual}}{P_{nom} \cdot 8760}$$

Ambos aerogeneradores fueron evaluados bajo idénticas condiciones de viento, de modo que este indicador calculado refleja únicamente diferencias atribuibles al diseño y eficiencia de cada equipo, que, aun teniendo potencias nominales similares, pueden diferir notablemente en su desempeño efectivo.

Además, el FC sirve como un punto de enlace entre la caracterización técnica y evaluación económico, ya que un mayor aprovechamiento del recurso implica que los costos fijos de inversión y mantenimiento se distribuyen entre una mayor cantidad de kilovatios-hora generados. De esta manera, no solo ofrece una idea del grado de aprovechamiento, sino también influye de forma directa en el costo de nivelado.

4.1.4.2 Supuestos generales y parámetros económicos

Para llevar a cabo la estimación, se establecieron ciertos supuestos que aseguran la comparabilidad entre ambas tecnologías:

- *Vida útil:* se optó una vida útil de 20 años para ambos diseños, valor que se encuentra dentro del rango de 20 a 25 años reportado por la AMDEE, el cual es seleccionado por criterios conservadores que consideran las condiciones del viento del sitio, el régimen de operación y la variabilidad en la calidad del mantenimiento.
- *Tasa de descuento:* se adoptó una tasa real del 8%, con el fin de actualizar los costos a valor presente.
- *Costos de inversión (CAPEX):* Estos incluyen costos del equipo principal, torre, estructura, sistema eléctrico e instalación. Para el aerogenerador VEVOR se incluyó tanto el precio por la adquisición de la turbina como los costos de base e instalación. Por su parte, para el aerogenerador VAWT, se determinó a partir del análisis del presupuesto detallado en el protocolo de diseño y construcción, asignando los insumos y componentes a cada unidad según su función (estructura, sistema eléctrico, montaje y bases).
- *Costos de operación y mantenimiento (OPEX):* para ambos modelos se adoptó un porcentaje anual estimado respecto de la inversión inicial. Esto con el fin de representar económicamente por igual, actividades como inspecciones periódicas, ajustes mecánicos, lubricación y, en general, pequeñas sustituciones y situaciones que aseguren la continuidad operativa.

En la siguiente tabla, se muestran los parámetros económicos establecidos para cada turbina:

Parámetro	**Unidad**	**TURBINA**	
		HAWT	**VAWT**
I_t	MXN	$5,941.24	$5,331.40
M_t	MXN	$59.41	$53.31
r	%	8	8

n	años	20	20

Tabla 8. Parámetros económicos

4.1.4.3 Costo de nivelado de energía (LCOE)

Bajo la expresión estándar del LCOE mencionada en el marco teórico,

$$LCOE = \frac{I_t + \sum_{t=1}^{n}(M_t)/(1+r)^t}{\sum_{t=1}^{n}(E_{anual})/(1+r)^t}$$

se implementó en una hoja de cálculo en la que se organizaron los flujos de costos y energía en tablas separadas. Por un lado, se ingresó el costo de inversión en el año inicial y, posteriormente, los costos anuales de operación y mantenimiento aplicados de manera constante. Este proceso se muestra en la Tabla 9:

Por otro lado, se incorporó la energía generada cada año, la cual se consideró invariable a lo largo de la vida útil, ya que se derivó directamente de la caracterización del recurso eólico y la curva de potencia de cada equipo. Así, finalmente se aplicó a ambos la tasa de descuento para actualizar todos los valores a presente y realizaron las sumatorias correspondientes en el numerador y el denominador de la ecuación.

n	**HAWT**		**VAWT**	
	$\frac{M_t}{(1+r)^t}$	$\frac{E_{anual}}{(1+r)^t}$	$\frac{M_t}{(1+r)^t}$	$\frac{E_{anual}}{(1+r)^t}$
1	55.01	906.66	49.36	305.86
2	50.94	839.5	45.71	283.21
3	47.16	777.31	42.32	262.23
4	43.67	719.73	39.19	242.80

5	40.44	666.42	36.28	224.82
6	37.44	617.05	33.60	208.17
7	34.67	571.34	31.11	192.75
8	32.10	529.02	28.80	178.47
9	29.72	489.84	26.67	165.25
10	27.52	453.55	24.69	153.01
11	25.48	419.95	22.87	141.67
12	23.59	388.85	21.17	131.18
13	21.85	360.04	19.60	121.46
14	20.23	333.37	18.15	112.47
15	18.73	308.68	16.81	104.13
16	17.34	285.81	15.56	96.42
17	16.06	264.64	14.41	89.28
18	14.87	245.04	13.34	82.67
19	13.77	226.89	12.35	76.54
20	12.75	210.08	11.44	70.87

Tabla 9. Proceso del cálculo LCOE

Como complemento al análisis técnico y económico, se procedió a estimar el coeficiente de potencia máximo $C_{pmáx}$ de cada turbina a partir de sus parámetros geométricos y operativos (Tabla 10):

$$C_{pmáx} = \frac{P_{nom}}{\frac{1}{2}\rho A v_{nom}^3}$$

, considerando el área de barrido, la potencia nominal y las condiciones de viento nominales. Dicho cálculo se realizó con el fin de obtener un indicador cuantitativo de la eficiencia aerodinámica relativa de los diseños. La inclusión de estos resultados permite establecer una base comparativa más sólida para la discusión entre las turbinas evaluadas.

En la sección de Resultados se presentan los valores específicos obtenidos de cada indicador para cada tecnología a fin de comparación y discusión.

Parámetro	**Unidad**	**TURBINA**	
		HAWT	**VAWT**
D/H	m	1.2	1
A	m^2	1.13	1
P_{nom}	W	500	250
v_{nom}	m/s	12.5 – 13	11.11

Tabla 10. Parámetros técnicos

4.2 Simulación del modelo no lineal

Con el fin de analizar el comportamiento dinámico de un aerogenerador de pequeña escala, se desarrolló una simulación computacional utilizando el entorno de Matlab/Simulink. Esta plataforma se seleccionó debido a su capacidad para resolver sistemas de ecuaciones diferenciales no lineales y por la flexibilidad que ofrece al representar modelos físicos mediante subsistemas interconectados.

La simulación se fundamentó en un modelo matemático no lineal para una turbina de baja potencia con generador de imanes permanentes (PSMG), sin caja de engranajes, esto con el fin de representar el desempeño dinámico semejante del aerogenerador comercial VEVOR, el cual tiene las mismas características. El modelo utilizado se es el siguiente:

La parte aerodinámica se representa mediante la ecuación del torque mecánico.

$$\tau_m(t) = \frac{\rho \pi D^2 C_p\big(\lambda(t), \beta(t)\big) v(t)^3}{8\omega_r}$$

Donde ω_r la velocidad del rotor, ρ la densidad del aire, D el diámetro, v la velocidad del viento y $C_p(\lambda, \beta)$ el coeficiente de potencia que depende del angulo de palas y de la relación de velocidad de puntas:

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v}$$

El generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) se representa mediante sus ecuaciones en el marco de referencia dq.

$$\frac{d}{dt} i_d = -\frac{1}{L_s} v_d - \frac{R_s}{L_s} i_d + \omega_r i_q$$

$$\frac{d}{dt} i_q = -\frac{1}{L_s} v_q - \frac{R_s}{L_s} i_q - \omega_r i_d - \frac{\omega_{r\lambda pm}}{L_s}$$

$$\frac{d}{dt}\omega_r = \frac{1}{J}(\tau_m - F\omega_r + p\ \lambda pm\ i_q)$$

Donde $i_{d,}\ i_q$ son las corrientes en el estator en el eje de directa y de cuadratura respectivamente, v_q, v_q los voltajes en el estator, τ_m el par mecánico, ω_r la velocidad del rotor.

Para representar estas ecuaciones dinámicas, se desarrolló un modelo en Simulink dividido en diferentes subsistemas. A continuación, se describe detalladamente la construcción de cada subsistema utilizado, asi como su interacción dentro del modelo completo.

4.2.1 Subsistema de conversión aerodinámica (Tm)

El primer paso consistió en modelar el torque mecánico que entrega el rotor en función de la velocidad del viento:

$$\tau_m(t) = \frac{\rho\pi D^2 C_p\big(\lambda(t)\big)v(t)^3}{8\omega_r}$$

Este cálculo se realizó mediante bloques aritméticos de la librería de Simulink como se muestra a continuación.

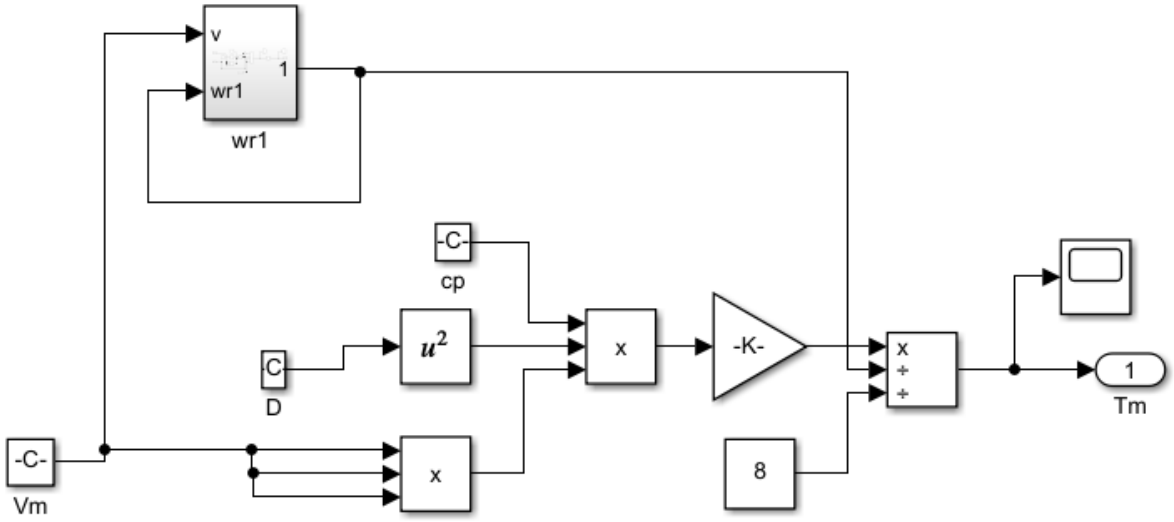


Figura 12. Subsistema aerodinámico Tm

Con el propósito de representar la potencia nominal del aerogenerador VEVOR, se propuso tomar un coeficiente de potencia y velocidad de viento constante y no variable en el tiempo, esto se consigue utilizando sus valores nominales. Por tanto, para la entrada de velocidad de viento se definió un bloque *Constant* con el valor correspondiente a la velocidad nominal. Asi mismo, el coeficiente de potencia se estableció también con un bloque constante con el valor del C_{pmax} calculado en el apartado anterior.

Para terminar de definir el torque a partir de la ecuación descrita, se utilizaron los bloques aritméticos según la operación necesaria: entre ellos el bloque *Math Fuction, Divide* y *Gain.* Este valor de τ_m es la salida del subsistema y es entregado al bloque del generador eléctrico.

4.2.2 Subsistema de dinámica del rotor (wr1)

En la figura del subsistema anterior, se observa un bloque realimentado *wr1,* esta muestra la dinámica del rotor y permite representar la conservación de la energía mecánica en el aerogenerador para condiciones de velocidad de viento y coeficientes de potencia fijos.

Para obtener la velocidad angular del eje del rotor se utilizó un modelo basado en la formulación de Euler-Lagrange implementado en (Idágarra y Romero, 2023), el cual se escogió por la similitud en las características del aerogenerador analizado.

En este estudio, a partir de la potencia mecánica $P_m = \frac{1}{2} A \rho v^3 C_p$ y su correspondencia con el par mecánico $T_m = \frac{P_m}{w_r}$ se resuelve:

$$J_{eq} \dot{\omega}_r = T_m - f(\dot{q})$$

Donde J_{eq} es la inercia equivalente, obtenida de un modelo CAD de las características un aerogenerador de 600 W en SolidWorks.

La implementación de este modelo se desarrolló como se muestra en la siguiente figura:

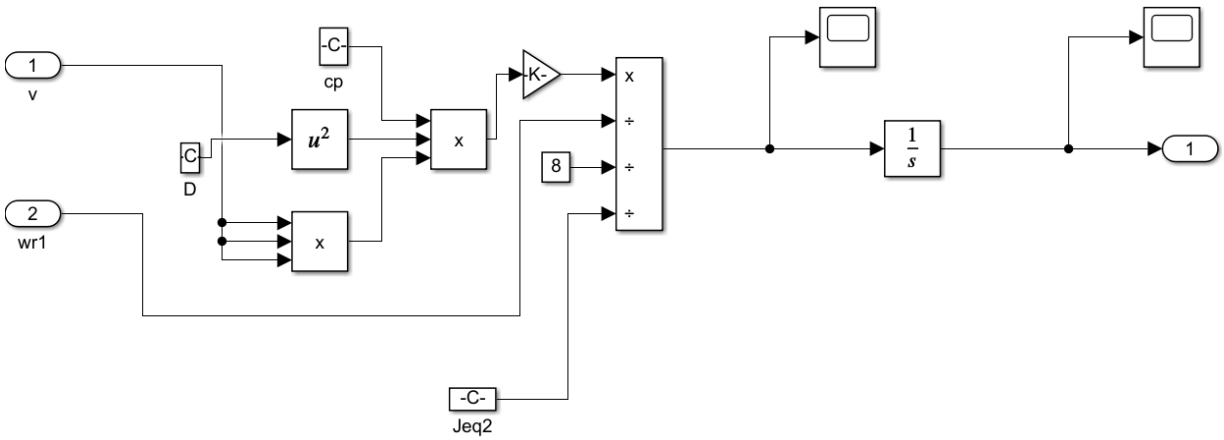


Figura 13. Subsistema dinámico del rotor wr1

La parte aritmética se obtuvo de manera semejante al del sistema anterior, incorporando el bloque constante de la inercia. Mientras que la ecuación diferencial se resolvió mediante un bloque integrador *Integrator* cuya salida proporcionó la velocidad angular del rotor ω_r la cual: realimenta cerrando el lazo entre la potencia aerodinámica y la dinámica mecánica, y se aplica directamente al cálculo del torque mecánico que es entregado a la parte eléctrica.

Este procedimiento, asegura que la dinámica del rotor esté acoplada de manera realista al generador, reflejando las condiciones de un aerogenerador real de baja potencia. Los parámetros de la parte mecánica se muestran en la Tabla 11.

Parámetro	Unidad	Valor
$\boldsymbol{v_m}$	m/s	12.75
$\boldsymbol{D}$	m	1.2
$\boldsymbol{C_p}$		0.35
$\boldsymbol{J_{eq2}}$	$kg\ m^2$	0.3772

Tabla 11. Parámetros subsistemas aerodinámico

4.2.3 Subsistema del generador síncrono de imanes permanentes (PMSG)

Para modelar el comportamiento eléctrico del generador, se utilizó un bloque *Matlab Function* en el que se programaron las ecuaciones diferenciales del modelo en su representación de espacio de estados (Ver Anexo 2):

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

$$y = Cx$$

Donde $x = [\ i_d \quad i_q \quad \omega_r\ ]^T$ y $u = [\ v_d \quad v_q \quad \mathrm{T}_m\ ]^T$

$$\boldsymbol{A} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & \omega_r & 0 \\ -\omega_r & -\frac{R_s}{L_s} & -\frac{\lambda pm}{L_s} \\ 0 & -\frac{\lambda pm * p}{J} & -\frac{F}{J} \end{bmatrix} B = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_s} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_s} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{J} \end{bmatrix} C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

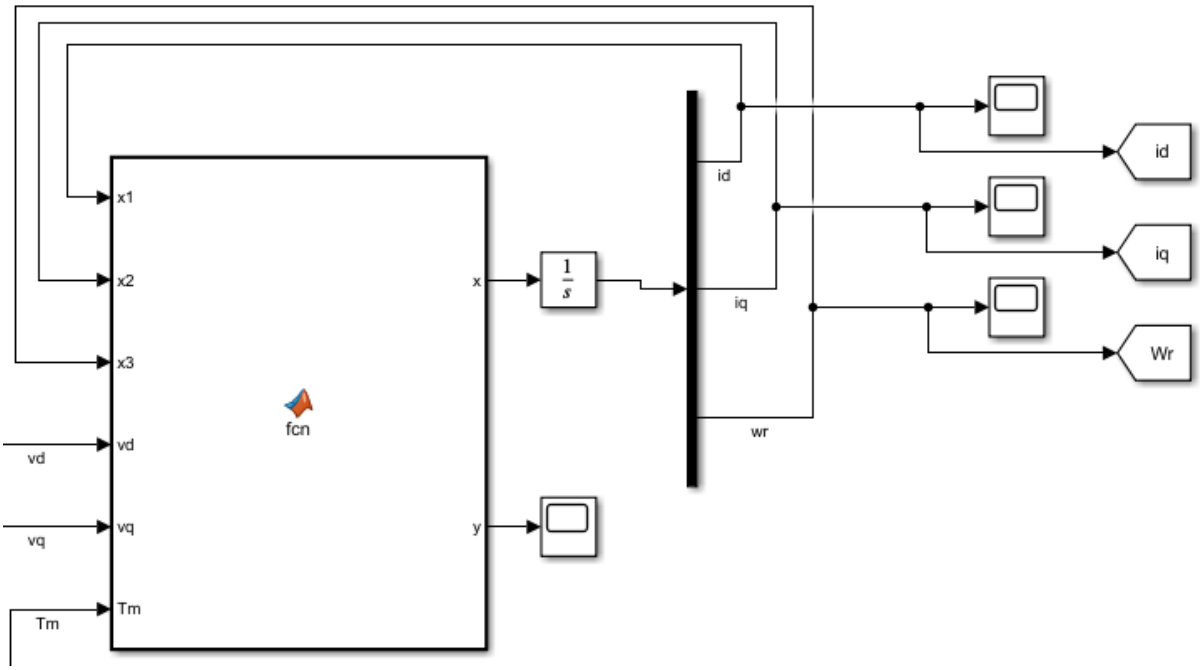


Figura 14. Subsistema del generador PSMG

La salida de la función corresponde a la derivada de los estados $(\dot{\imath_d}, \dot{\imath_q}, \dot{\omega_r})$ que posteriormente son integrados mediante un bloque *Integrator* para obtener los valores de estado. Los parámetros utilizados en este subsistema se muestran en la Tabla 12.

Parámetro	Unidad	Valor
$\boldsymbol{R_s}$	Ω	3
$\boldsymbol{L_s}$	H	0.007
$\boldsymbol{\lambda pm}$	$--$	0.63
$\boldsymbol{p}$	$--$	3
$\boldsymbol{F}$	$--$	0
$\boldsymbol{J}$	$kg\ m^2$	0.05

Tabla 12. Parámetros subsistema del generador

4.2.4 Subsistema de voltajes vd y vq

Para analizar el comportamiento eléctrico del generador de imanes permanentes PMSG se implementó un subsistema principal encargado de proporcionar las entradas del generador, los voltajes v_d, v_q.

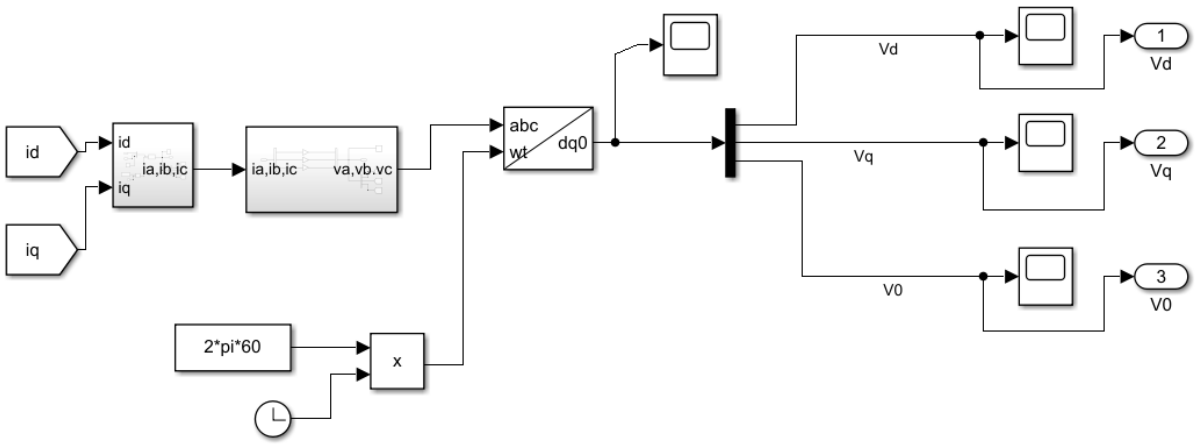


Figura 15. Subsistema voltajes vd, vq

Se reciben como entradas las corrientes i_d, i_q, derivadas de la resolución de las ecuaciones diferenciales del generador en el Matlab Function. Para llevar los resultados al dominio trifásico, se construyó un segundo bloque interno que implementa la transformación inversa de Park.

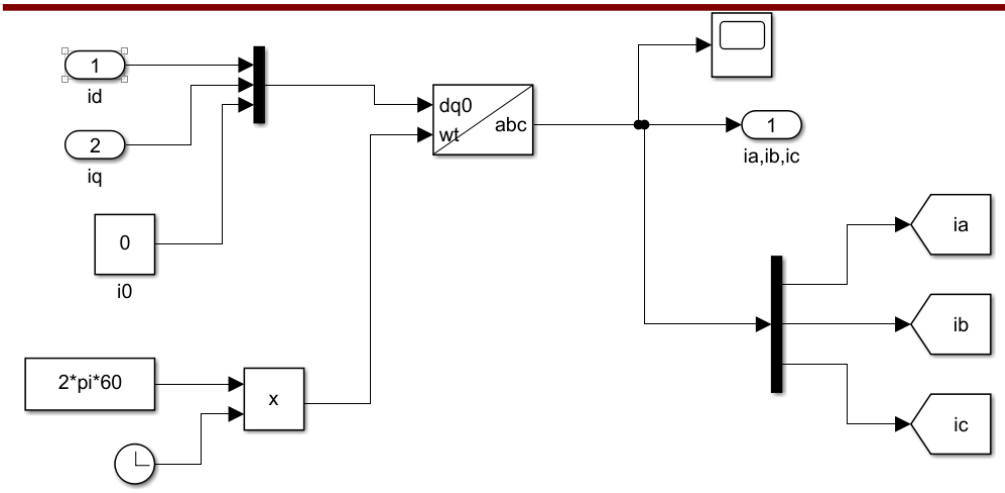


Figura 16. Subsistema corrientes ia, ib, ic

En este bloque, las corrientes i_d, i_q, i_0 se transformaron en corrientes de fase $i_a, i_b, i_c,$ a través del bloque ***dq0 to abc*** con una $wt = 2\pi ft$, lo que permite visualizar la respuesta eléctrica en un sistema de coordenadas más cercano a la realidad física del generador. Con ello se logra pasar un marco de referencia matemático a una representación práctica de las corrientes que circularían en los devanados.

Y asi, con las corrientes trifásicas establecidas, se añadió un tercer subsistema interno encargado de calcular las tensiones trifásicas de salida. Para ello, las corrientes se multiplicaron por la resistencia de carga $\mathrm{R_L} = 1.4\ \Omega$, representado como un bloque *Gain, generando los voltajes* v_a, v_b, v_c.

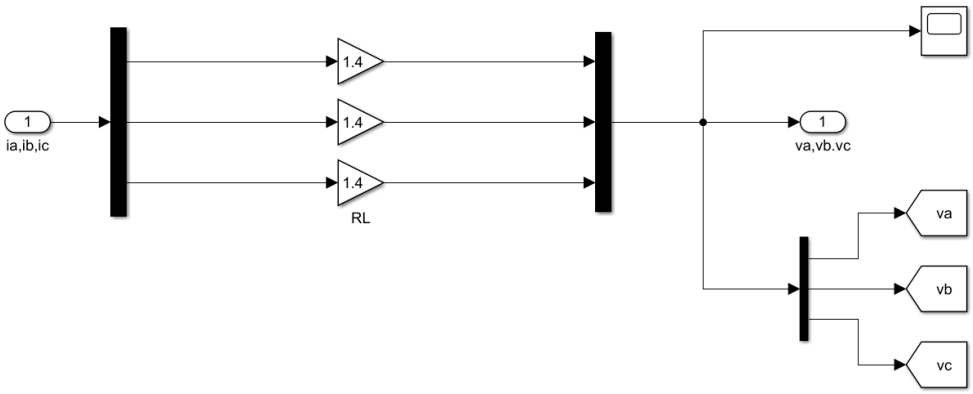


Figura 17. Subsistema voltajes va, vb, vc

De esta manera, se logra representar la respuesta eléctrica en los terminales de la máquina útil para la simulación de la potencia eléctrica, asi como para calcular la carga conectada en dq0 para la resolución del modelo matemático.

4.2.5 Subsistema de potencia eléctrica

El cálculo de la potencia generada se realizó por método directo mediante la ecuación:

$$P_g = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c$$

Para ello se emplearon bloques *Product* y *Sum*, el resultado instantáneo se filtró mediante un bloque *Transfer Function* con parámetros num = [1], den = [0.01 1], con el fin de suavizar la señal.

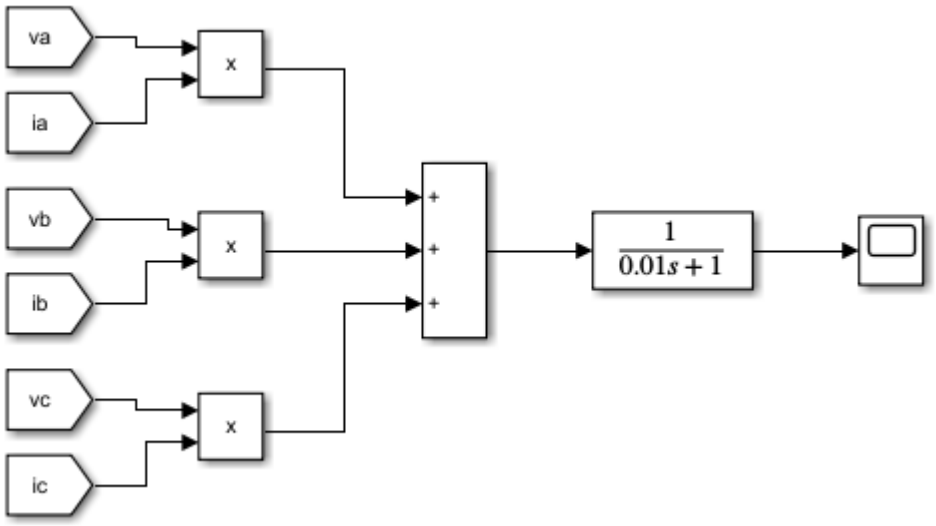


Figura 18. Subsistema potencia generada

CAPÍTULO V.
RESULTADOS

CAPÍTULO V RESULTADOS

5.1 Resultados técnicos y económicos

En esta sección se presentan de manera detallada los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología presentada en el apartado anterior. El análisis se enfoca en los indicadores técnicos y económicos definidos en esa sección: el coeficiente de potencia máximo (C_{pmax}), energía anual generada (E_{anual}), el factor de capacidad (CF) y el costo nivelado de energía ($LCOE$). Con estos fue posible una comparación objetiva del desempeño de ambas turbinas bajo las condiciones de viento locales.

La Tabla 13 resume las características operativas de cada equipo. El aerogenerador HAWT mostró un coeficiente de potencia máximo (C_{pmax}) de 0.35, mientras que el VAWT alcanzó un valor de 0.29. Esta diferencia indica una mayor eficiencia aerodinámica del modelo horizontal, lo que se traduce en un mejor aprovechamiento del viento disponible.

Asimismo, se observó que el VAWT puede iniciar su operación a velocidades de viento más bajas (1.38 m/s) en comparación con el HAWT (2 – 2.5 m/s), también, al considerar el rango operativo completo, la turbina vertical alcanza su potencia nominal a una velocidad menor (12.5 m/s frente a 11.1 m/s), lo que representa una ventaja para este aerogenerador en condiciones de viento reducido. Sin embargo, en escenarios con un viento intenso, la turbina HAWT tendría un mayor aprovechamiento debido a su mayor capacidad de producción.

	Unidad	**TURBINA**	
		HAWT	**VAWT**
$\boldsymbol{P_{nom}}$	W	500	250
$\boldsymbol{V_{in}}$	m/s	2.0 – 2.5	1.38

V_m	m/s	12.5 – 13	11.11
C_{pmax}		0.35	0.29

Tabla 13. Resultados técnicos

Es interesante los resultados del coeficiente de potencia, pues es uno de los principales indicadores de eficiencia de estas tecnologías. Estos valores se encontraron por debajo del límite teórico de Betz (≤0.593), pero dentro del rango típico reportado en literatura para turbinas de baja potencia, en mini turbinas Savonius se han obtenido valores de C_p entre 0.12 y 0.33 (Al Noman et al., 2023) (Al-Ghriybah y Didane, 2023), mientras que en turbinas horizontales de baja potencia se alcanzan rangos de C_p entre 0.28-0.37 (Jaramillo-Cardona et al., 2022) e incluso 0.44-0.45 en modelos optimizados (Umar et al., 2022). De esta manera, la eficiencia aerodinámica del HAWT coincide con lo esperado en equipos de eje horizontal, mientras que el VAWT refleja la eficiencia característica de diseños verticales experimentales, confirmando la validez de los resultados. A continuación, se muestra una gráfica comparativa de este indicador:

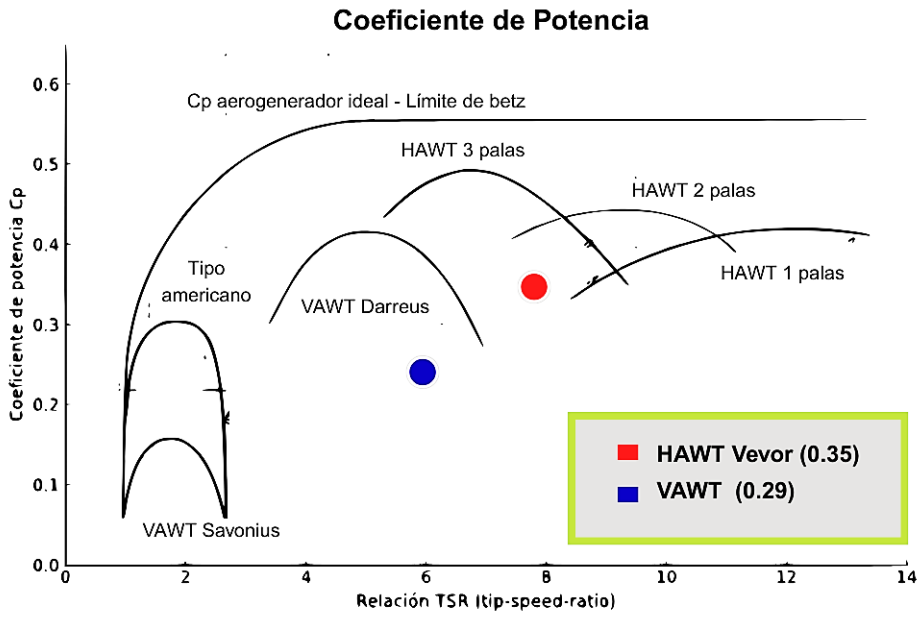
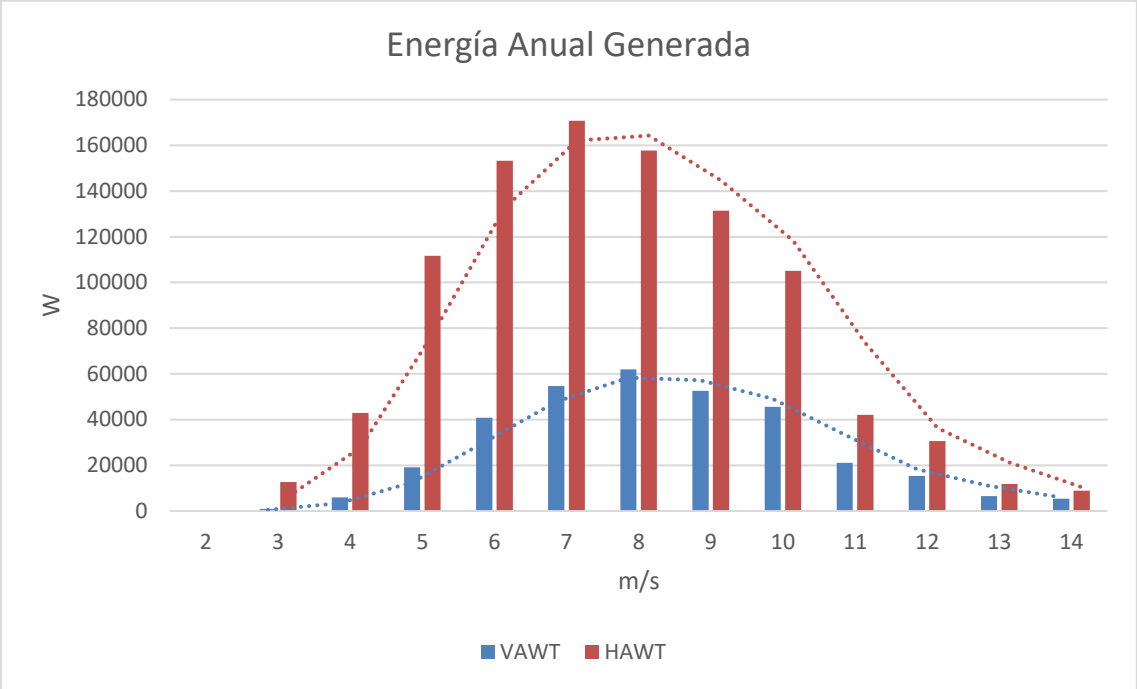


Figura 19. Resultados del coeficiente de potencia

A partir de la caracterización del recurso eólico mediante la distribución de Weibull y de las curvas de potencia de cada turbina, se estimó la energía anual generada, los resultados se presentan en la siguiente gráfica.

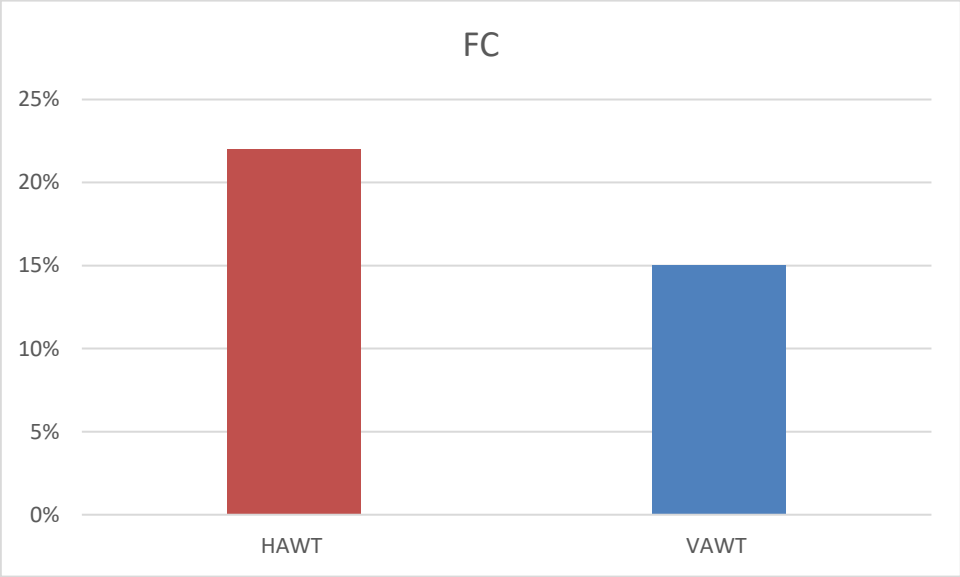


Gráfica 1. Energía anual generada

En ella se muestra la energía generada por cada velocidad de viento de acuerdo con la frecuencia de esta. En la sumatoria anual, el HAWT alcanzó un valor de aproximadamente 979 kWh/año, mientras que el VAWT produjo alrededor de 330 kWh/año. Esto significa que el aerogenerador horizontal generó casi tres veces más energía en las mismas condiciones de viento.

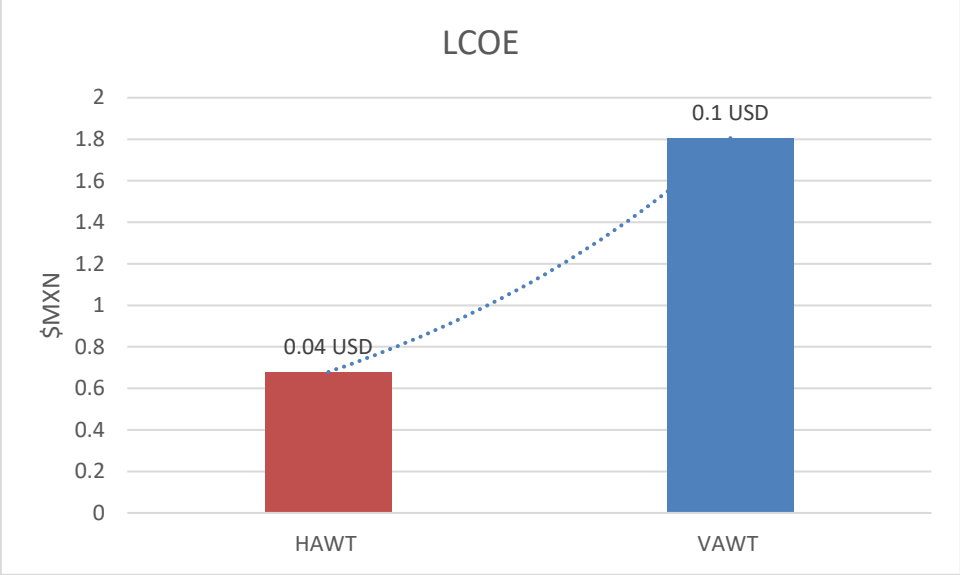
Al normalizar estos valores respecto a la potencia nominal y el número total de horas del año, se obtuvo el factor de capacidad de cada turbina. El HAWT presentó un FC de 22%, mientras que el VAWT alcanzó un 15%. Ambos valores se encuentran dentro de los rangos típicos reportados para turbinas de baja potencia (5–25%). Este buen rendimiento energético de ambos en comparación a su nominal es consecuencia

directa del alto potencial eólico de la zona, que cuenta con una velocidad promedio de $6.05\ m/s$.



Gráfica 2. Factor de capacidad

En términos económicos el HAWT obtuvo un LCOE de 0.04 USD/kWh, mientras que el VAWT alcanzó 0.10 USD/kWh, esta diferencia indica que el costo por unidad de energía generada en el VAWT es más del doble respecto al modelo horizontal, lo que representa una desventaja significativa desde el punto de vista económico, esto debido a su gran coste de inversión y mantenimiento en contraste con su menor generación eléctrica. La siguiente grafica muestra la comparación entre los dos costos de nivelado.



Gráfica 3. Costo de nivelado de energía

A nivel global, el costo de nivelado se sitúa típicamente entre 0.05 y 0.10 USD/kWh (0.93 y 1.8 MXN/kWh) (AMDEE, 2024b),(Trujillo, 2022),(CETAM, 2021),(Santiago et al., 2013). De ambas tecnologías, el aerogenerador HAWT VEVOR sí resulta competitivo ante estas cifras. Estudios previos también han señalado un alto LCOE en swt verticales (Sánchez-Torres y Rodríguez-Ramos, 2021), sin embargo, también destacan beneficios ambientales y viabilidad técnica, lo que evidencia un gran área de oportunidad para su desarrollo y se vuelve coherente con la tendencia de prototipos verticales que, si bien ofrecen ventajas operativas, suelen mostrar menores eficiencias y mayores costos relativos.

En conjunto, La Tabla 14 resume los estos resultados de desempeño junto con los económicos, estos evidencian que el aerogenerador horizontal (HAWT) ofrece un desempeño técnico y económico superior frente al vertical (VAWT), destacando en términos de eficiencia aerodinámica, energía generada, factor de capacidad y costo nivelado de energía. No obstante, el prototipo vertical mantiene la ventaja de operar en condiciones de viento reducido, lo que lo hace atractivo en escenarios urbanos o con recurso limitado.

	Unidad	TURBINA	
		HAWT	VAWT
$\boldsymbol{P_{nom}}$	W	500	250
$\boldsymbol{Costo\ Inicial}$	MXN	5,941.24	5,331.4
$\boldsymbol{E_{anual}}$	kWh	979.19	330.33
$\boldsymbol{LCOE}$	MXN	0.68	1.81
	USD	0.04	0.1
$\boldsymbol{CF}$		0.22	0.15

Tabla 14. Resultados económicos

5.2 Resultados de la simulación

Una vez implementado el modelo matemático en el entorno de Matlab/Simulink y definidos los parámetros de simulación, se procedió a la ejecución de la simulación bajo un tiempo de simulación $T = 2\ s$.

En este apartado se presentan y analizan las gráficas obtenidas que generan el comportamiento dinámico del generador en términos de corrientes de estado, velocidad angular y potencia generada.

En la Figura 20 se observa la evolución de la corriente en el directo id, componente dentro del marco de referencia dq utilizado en la modelación del generador. Al inicio, la magnitud presenta una magnitud cercana a los 7 A, alcanzado aproximadamente en los 0.1 segundos. Este pico inicial es producido por una entrada repentina de energía, en este caso, la potencia mecánica del rotor. Después, la señal presenta un comportamiento decreciente y se estabiliza en torno a 2 A, lo cual indica que el sistema logra alcanzar un régimen permanente estable. Este valor reducido refleja que la componente contribuye principalmente al control del flujo magnético en el generador, manteniéndose en niveles bajos una vez que la dinámica transitoria ha finalizado

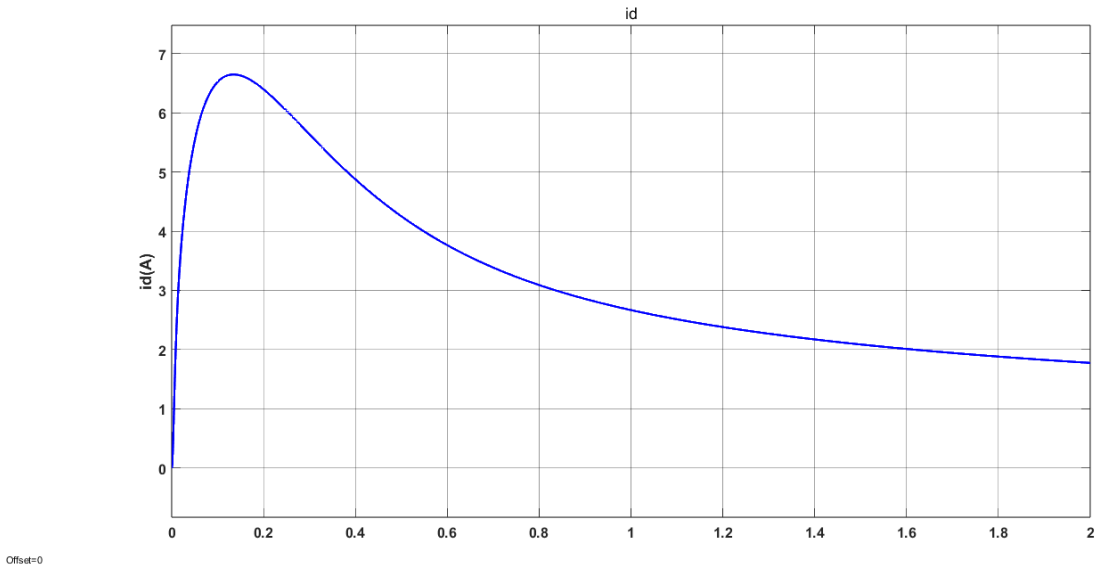


Figura 20. Respuesta corriente id

La Figura 21 muestra la corriente en el en cuadratura iq, variable directamente relacionada con la generación de par electromagnético en la máquina. Se aprecia que inicialmente presenta un valor negativo con un mínimo cercano a -15 A en los primeros 0.1 s. Posteriormente, se observa una recuperación progresiva hasta estabilizarse alrededor de -2A. Su valor negativo está asociado con el control de la potencia activa, ya que esta corriente es la encarga de suministrarla al sistema eléctrico.

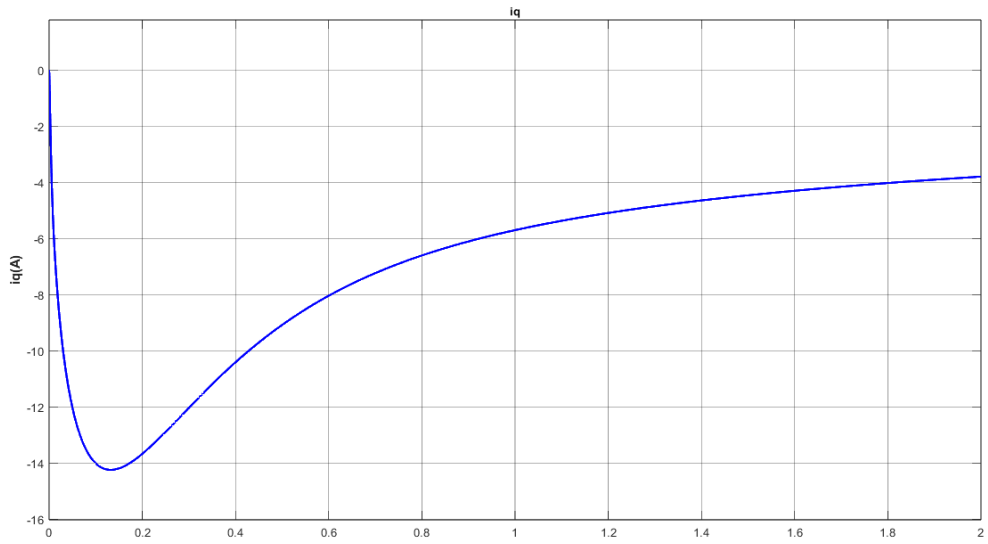


Figura 21. Respuesta corriente iq

La respuesta de la velocidad angular se muestra en la Figura 22. Se observa un incremento inicial hasta un aproximado de 70 rad/s, resultado del ingreso de la energía cinética del viento al rotor, seguido de un descenso gradual hasta alcanzar un valor cercano a 20 rad/s, mostrando el comportamiento transitorio entre el par aerodinámico del rotor y el par electromagnético del generador. La disminución hasta un valor estable indica que el sistema logra sincronizar su dinámica de conversión.

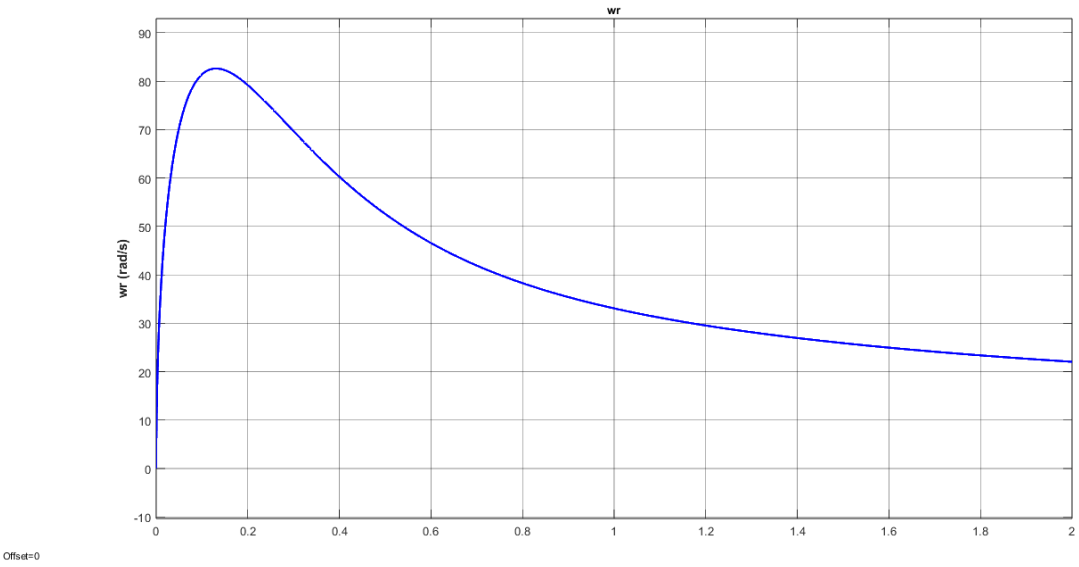


Figura 22. Respuesta velocidad angular wr

Finalmente, la figura 23 muestra la potencia eléctrica obtenida a la salida del modelo, comparada con la potencia nominal de referencia de 500 W. Al inicio, la respuesta evidencia un sobre impulso inicial de aproximadamente 520 W, alcanzando en los primeros instantes de simulación, lo cual ocurre de manera simultánea al pico de velocidad angular. Este comportamiento inicial muestra que el sistema es capaz de superar momentáneamente la potencia nominal debido a la energía almacenada en la inercia del rotor.

Posteriormente, la potencia hace un descenso progresivo hasta estabilizarse alrededor de 200 W, valor relativamente inferior a la nominal. Esta diferencia puede atribuirse a las pérdidas internas eléctricas y mecánicas que reducen la eficiencia global del sistema.

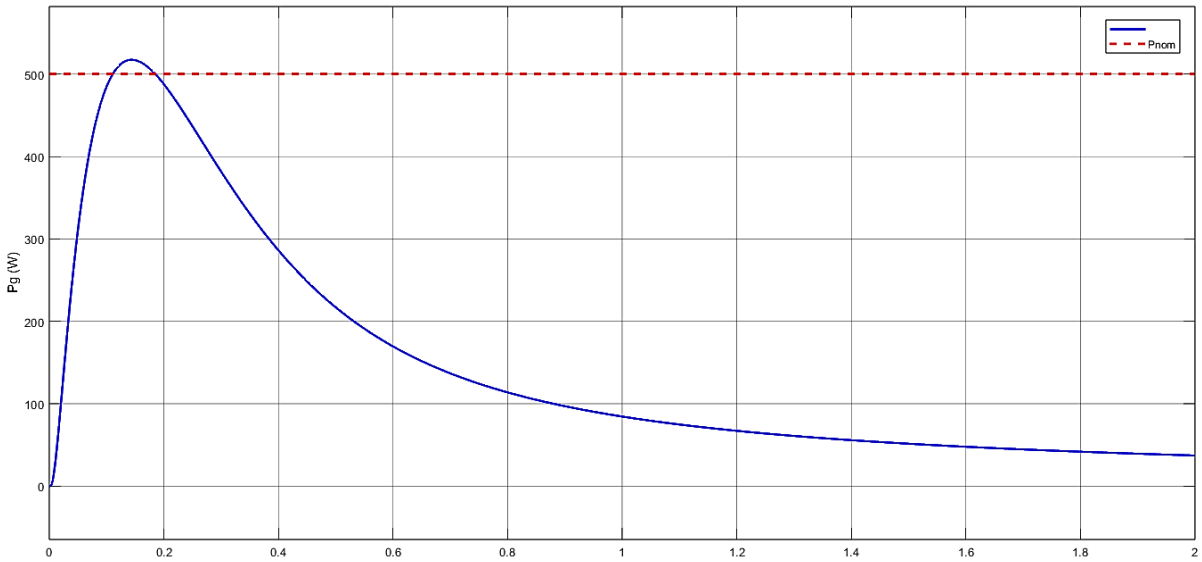


Figura 23. Respuesta potencia generada

Aunque la potencia en régimen permanente no alcanza la referencia debido a su inestabilidad, la respuesta dinámica se asemeja al comportamiento de un aerogenerador de baja potencia como lo es el comercial VEVOR de 500 W, bajo condiciones nominales de viento $v_m = 12.75\ m/s$ y eficiencia $c_{pmax} = 0.35$, mostrando así la validez del modelo propuesto.

5.3 Estrategias de mejora de factibilidad

Una vez descrito los resultados de la simulación que confirman la validez del modelo implementado, es posible identificar estrategias de mejora orientadas a mejorar los resultados de desempeño y factibilidad de los aerogeneradores de baja potencia obtenidos.

Control de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

Una de las principales líneas de acción consiste en el diseño de controladores avanzados que regulen de manera dinámica la captura de energía, como el control de seguimiento del punto de máxima potencia MPPT. Este permite ajustar la operación de la turbina para mantenerla cercana a la razón de velocidad de punta optima (λ_{opt}) donde se maximiza el coeficiente de potencia C_p incluso frente a variaciones en la velocidad del viento.

Al incrementar su capacidad de generación, esto se traduciría directamente en un aumento de la energía anual generada E_{anual} aún con las mismas condiciones de viento establecidas en este trabajo.

Un ejemplo de este se muestra en (López y Pineda, 2021), en el cual se desarrolló un controlador MPPT para una mini turbina eólica sin conexión a red (off-grid).

Control del paso de angulo de palas (Pitch Control)

Otra estrategia interesante es la implementación del control de paso (Pitch Control). Este mecanismo ajusta el angulo de ataque de las palas, lo que permite no solo proteger al aerogenerador frente a vientos fuertes que pudieran generar sobre potencias, sino también optimizar la captura de energía cerca de la velocidad nominal de operación P_{nom}.

Al ofrecer operar durante más tiempo en la zona optima, incrementa la energía útil entregada a lo largo del año y también prolonga la vida útil del sistema al mismo tiempo que reducen costos de operación y mantenimiento. Estos parámetros, como vimos

anteriormente, son factores clave dentro del costo de nivelado de energía, por lo que la implementación de este tipo de tecnologías genera un impacto positivo en el LCOE, optimizando el costo por generación.

Control del generador

El diseño de controladores avanzados para el generador también constituye una mejora significativa. Estrategias de control con orientación al campo permiten regular con mayor precisión las corrientes id e iq, optimizando la conversión de energía mecánica en eléctrica. Esta regulación reduce perdidas eléctricas, limita los picos de corriente que generan esfuerzos adicionales en los devanados y asegura una respuesta más estable durante los transitorios.

El resultado es un aumento de la eficiencia global del sistema (FC), que repercute en un mayor aprovechamiento de la energía capturada y en una reducción también de los costos derivados a fallas o averías.

Observadores de estado y estimadores

Estos algoritmos permiten inferir variables no medidas directamente, como el torque aerodinámico o la velocidad real del viento, a partir de las señales eléctricas y mecánicas disponibles. Un ejemplo de esto es el uso de observadores ***Takagi-Sugeno (TS)***, capaces de manejar la no linealidad del sistema mediante modelos difusos que se adaptan a distintas condiciones de operación. La implementación de estos observadores, por ejemplo, contribuiría a mejorar la precisión de los controladores MPPT y a reducir los errores de estimación, además de ofrecer un marco para el diagnóstico temprano de fallas. Esto último habilita esquemas de mantenimiento predictivo, que aumenta la disponibilidad del aerogenerador y disminuyen costos de operación, fortaleciendo la viabilidad de la turbina.

Diversos trabajos han implementado TS en turbinas eólicas: En (Liu et al., 2017) se realiza la estimación de fallas y control tolerante a fallas para los sistemas difusos Takagi Sugeno mediante la integración del método de sistema aumentado, en un caso de estudio de una turbina eólica de 4.8MW. En (Arámbula-Jiménez et al., 2019),

mediante el enfoque Takagi Sugeno se plantea una detección y localización de fallas en sensores basado en un modelo no lineal aplicado a una caja de transmisión de una turbina eólica.

El TS es ampliamente utilizado debido sus diferentes métodos, en (Lendek et al., 2011) se describen dos de ellos: El enfoque de no linealidad del sector y la linealización. El primer enfoque es capaz de obtener una representación difusa exacta de un sistema no lineal dado en un conjunto compacto del espacio de estados, mientras el método de linealización es considerado como una expansión de la serie de Taylor en diferentes puntos representativos

Por tanto, esta estrategia se presenta como una alternativa viable aplicable al modelo presentado en este trabajo, ya que, de acuerdo con su representación de espacio de estados, se detecta una no linealidad visible en la matriz A.

$$\boldsymbol{A} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & \omega_r & 0 \\ -\omega_r & -\frac{R_s}{L_s} & -\frac{\lambda pm}{L_s} \\ 0 & -\frac{\lambda pm * p}{J} & -\frac{F}{J} \end{bmatrix}$$

Mejoras físicas y de electrónica

Finalmente, deben considerarse mejoras físicas y de la electrónica de potencia, destacando sobre todo la brecha de oportunidad en el aerogenerador vertical, por ser un prototipo deseñado totalmente desde cero. Algunas de estas propuestas son: el rediseño aerodinámico de las palas con el objetivo de incrementar el C_p, la implementación de convertidores con dispositivos de conmutación más eficientes, la optimización de elementos mecánicos como los rodamientos o las cajas de transmisión. Estas medidas incrementan el nivel de energía capturada y entregada,

reducen pérdidas y alargan la vida útil de los componentes, y en general, la eficiencia global del sistema.

En conjunto, estas estrategias de mejora integran la dimensión técnica de la simulación con los indicadores económicos previamente calculados, como la energía anual generada, el factor de capacidad y el LCOE. Su adopción permitiría avanzar hacia sistemas más robustos, eficientes y rentables, reforzando la factibilidad de los aerogeneradores de baja potencia como alternativa viable

5.4 Escenario y resultado de mejora

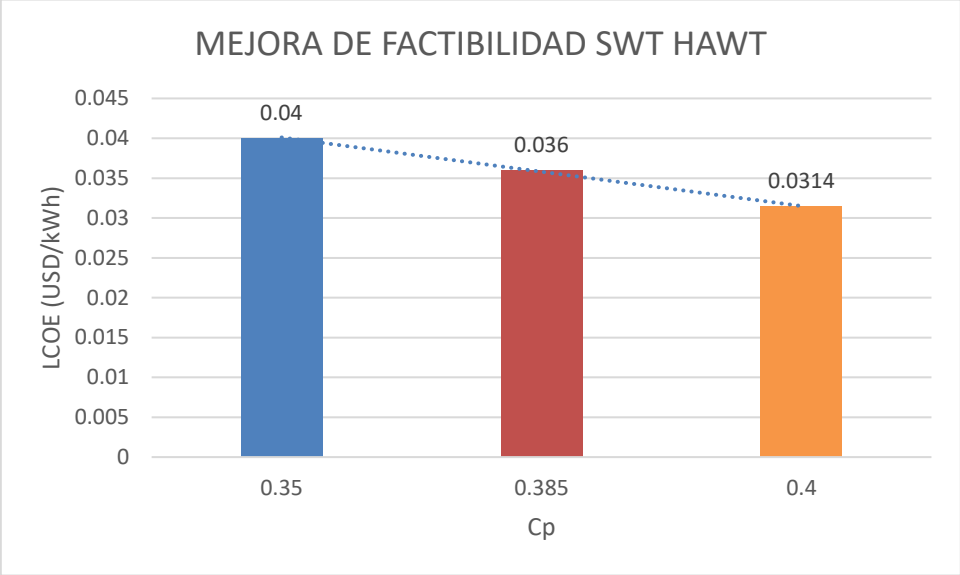
Para cuantificar el impacto que tendría las estrategias propuestas, se realizó un escenario numérico tomando como base los datos del aerogenerador HAWT VEVOR.

Una implementación de controladores inteligentes que permitan optimizar el angulo de ataque y la velocidad de giro de la turbina, como el MPTT, logra un incremento del 10% en la eficiencia con un paso de $C_p = 0.35$ a $C_p = 0.385$, la energía anual generada por el aerogenerador se elevaría en la misma proporción, alcanzando alrededor de 1,077 kwh/año. Este aumento, aunque aparentemente modesto, tiene un impacto directo en la reducción del costo nivelado de energía, ya que el mismo costo de inversión y mantenimiento se distribuye ahora entre una mayor cantidad de energía producida. En este escenario, el LCOE bajaría de 0.04 USD/kWh a aproximadamente 0.036 USD/kWh, una disminución del 9%.

Si de manera complementaria, se implementa un observador de estados, anticipando fallas o pérdidas de rendimiento antes de que ocurran, la ventaja es doble. Por un lado, se reducen las paradas no programadas y los costos imprevistos de reparación, y por otro, se asegura que el aerogenerador opere la mayor parte del tiempo en condiciones óptimas, elevando indirectamente su factor de capacidad.

Así, si se integran estas dos estrategias, y ocurre un aumento a $C_p = 0.40$ con una reducción operacional del 10%, el LCOE podría caer hasta 0.0314 USD/kWh, es decir,

una reducción aproximada del 21% respecto a los resultados reales de este aerogenerador, como se observa en la siguiente grafica.



Gráfica 4. Costo de nivelado y Cp de estrategia de mejora

Estos resultados muestran que mejoras de control, observación y pequeñas optimizaciones aerodinámicas no solo son técnicamente justificables, sino que también tiene efecto directo y cuantificable sobre la factibilidad económica del proyecto.

CAPÍTULO VI.
CONCLUSIONES

CAPÍTULO VI CONCLUSIONES

6.1 Conclusiones

El análisis técnico y económico realizado en este trabajo permitió establecer una comparación entre dos aerogeneradores de baja potencia implementados en el Instituto Tecnológico de Matamoros: un prototipo de eje vertical (VAWT) y un modelo comercial de eje horizontal (HAWT). Los resultaron mostraron que el VAWT con una eficiencia aerodinámica del 29% ($C_{pmax} = 0.29$) logra generar 330.3 kW al año bajo condiciones de viento de Matamoros, costando $1.81 MXN cada unidad kWh producido, con un desempeño general del 15% ($FC = 0.15$) en comparación si este operara a condiciones nominales. Por su parte, el aerogenerador HAWT, con una eficiencia aerodinámica del 35% ($C_{pmax} = 0.35$), en las mismas situaciones de viento genera 979 kWh anuales, casi tres veces más que el VAWT, con un costo de $0.68 MXN por cada unidad kWh, con un desempeño general del 22% ($FC = 0.22$) respecto a operación en condiciones ideales. Por tanto, el aerogenerador de eje horizontal comercial presenta un mejor desempeño técnico y económico y confirma su mayor factibilidad en proyectos de pequeña escala, aportando evidencia sobre su sostenibilidad energética en el contexto local.

De manera complementaria, se desarrolló en Matlab un modelo matemático dinámico no lineal de un aerogenerador de baja potencia, sin caja de engranes y con generador síncrono de imanes permanentes PMSG, asemejando las características del swt vevor estudiado. Esta simulación permitió observar con mayor detalle el comportamiento de la turbina bajo las condiciones de simulación establecidas, lo que validó el modelo y su viabilidad para su uso a fin de comprender la estabilidad, eficiencia operativa y la respuesta del sistema en diferentes condiciones.

A partir de este modelo, se plantearon estrategias tecnológicas de mejora orientadas a incrementar la eficiencia y la factibilidad de los aerogeneradores, tales como controladores MPPT, control de pitch y diseño de observadores no lineales como Takagi-Sugeno para estimar variables críticas y mejorar la operación ante condiciones

reales. La integración de estas estrategias en futuros trabajos permitirá elevar los indicadores analizados en este trabajo, contribuyendo a una mayor competitividad de la micro generación eólica.

En conjunto, los resultados de esta investigación demuestran que, si bien el aerogenerador HAWT presenta mejores condiciones de factibilidad en el escenario actual, tanto el diseño de prototipos como el uso de modelos dinámicos y la consideración de estrategias avanzadas de control ofrecen un amplio margen para optimizar la micro generación eólica en contexto local.

Este trabajo no solo aporta evidencia empírica y simulada sobre el desempeño de turbinas de baja capacidad en Matamoros, sino que también establece una metodología replicable que puede guiar futuras investigaciones orientadas a mejorar la eficiencia, rentabilidad y la sostenibilidad energética de la energía eólica a pequeña escala.

6.2 Recomendaciones

A partir de los alcances de este trabajo, se proponen algunas recomendaciones que podrían enriquecer futuras investigaciones en torno a los aerogeneradores de baja potencia:

- Incorporar métricas adicionales complementarias además de los utilizados en este estudio, el costo de nivelado, el factor de capacidad y energía anual. Tales indicadores como, la tasa interna de retorno (TIR), el periodo de recuperación de la inversión o análisis de sensibilidad de costos. Estos permitirían ampliar la investigación y obtener una visión más integral de la factibilidad de este tipo de proyectos.
- Contemplar un rango operativo más amplio en la simulación, evaluar diferentes puntos de funcionamiento y escenarios de variación de viento. De esta forma, se podrían identificar con mayor detalle las condiciones de estabilidad, eficiencia y respuesta transitoria del sistema.
- Como se mencionó en las estrategias propuestas, el modelo dinámico desarrollado podría aprovecharse como base para implementar sistemas de control y así evaluar el desempeño técnico y económico frente a estas incorporaciones.
- Analizar más turbinas, extender la investigación hacia otras tipologías y configuraciones de mini turbinas eólicas, lo cual enriquecería el marco de referencia y abriría nuevas posibilidades de aplicación en contextos locales con diferentes condiciones de viento.

Fuentes de Información

Al-Ghriybah, M., y Didane, D. H. (2023). Performance Improvement of a Savonius Wind Turbine using Wavy Concave Blades. *CFD Letters*, *15*(9), 32–44. https://doi.org/10.37934/cfdl.15.9.3244

Al-Rawajfeh, M. A., y Gomaa, M. R. (2023). Comparison between horizontal and vertical axis wind turbine. *International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE)*, *12*(1), 13. https://doi.org/10.11591/ijape.v12.i1.pp13-23

Al Noman, A., Tasneem, Z., Abhi, S. H., Badal, F. R., Rafsanzane, M., Islam, M. R., y Alam, F. (2023). Savonius wind turbine blade design and performance evaluation using ANN-based virtual clone: A new approach. *Heliyon*, *9*(5), e15672. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e15672

Amaro, K., Castillo, M., Guevara, O., Hernández, E., y Hernández, J. (2024). *DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UNA RED DE AEROGENERADORES DE BAJA POTENCIA*. Instituto Tecnológico de Matamoros.

AMDEE. (2024a). *Reporte Anual 2024*. https://amdee.org/wp-content/uploads/2024/10/reporte_anual_2024.pdf

AMDEE. (2024b). *Parques Eólicos*. Asociación Mexicana de Energía Eólica. https://amdee.org/07-proyectos/

Apata, O., y Oyedokun, D. T. O. (2020). An overview of control techniques for wind turbine systems. *Scientific African*, *10*, e00566. https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2020.e00566

Arámbula-Jiménez, D. A., Pérez-Estrada, A. J., Osorio-Gordillo, G. L., Zaragoza, C. M. A., y Espinosa, G. M. (2019). Detección y localización de fallas en sensores de la caja de transmisión de una turbina eolica. *Memorias del Congreso Nacional de Control Automático*, 133–138. https://revistadigital.amca.mx/deteccion-y-localizacion-de-fallas-en-sensores-de-la-caja-de-transmision-de-una-turbina-eolica-i/

Ben Ali, R., Schulte, H., y Mami, A. (2017). Modeling and simulation of a small wind turbine system based on PMSG generator. *2017 Evolving and Adaptive Intelligent Systems (EAIS)*, *2017-May*(1), 1–6. https://doi.org/10.1109/EAIS.2017.7954833

Carrillo, C., Obando Montaño, A. F., Cidrás, J., y Díaz-Dorado, E. (2013). Review of power curve modelling for wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *21*, 572–581. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.012

CETAM. (2021). Programa de fomento y aprovechamiento sustentable de la energía para el estado de tamaulipas. *Comisión de Energía de Tamaulipas*. https://energypedia.info/images/7/7f/O1._PFASEE-Tamaulipas_final.pdf

DTU, W. B. (2025). *Global Wind Atlas*. https://globalwindatlas.info/

Gimenez, J. M., y Gómez, J. C. (2011). Generación Eólica Empleando Distintos Tipos De Generadores Considerando Su Impacto En El Sistema De Potencia. *DYNA (Colombia)*, *78*(169), 94–104. https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=49622390011

Gómez Rodríguez, T., Cortazar Martínez, A., y Zambrano Reyes, A. (2020). Análisis técnico y financiero del potencial energético del viento para generar energía eléctrica: el caso de Apan, Hidalgo. *Revista Mexicana de Economía y Finanzas*, *15*(2), 263–276. https://doi.org/10.21919/remef.v15i2.378

González, F. (2020). *Análisis de aerogeneradores de eje vertical para entornos urbanos. Modelación numérica 2D de rotores Savonius*. 103. https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/24989

Haraldsdóttir, H., y Sandström, M. (2016). *Lifetime Analysis of a Wind Turbine Component* [Chalmers University of Technology]. https://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/238988/238988.pdf

Hossain, E., Hossain, J., Sakib, N., y Bayindir, R. (2017). Modelling and Simulation of Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbine: A Step to Microgrid Technology. *International Journal of Renewable Energy Research*, *7*(v7i1), 1–8. https://doi.org/10.20508/ijrer.v7i1.5615.g7013

IDAE. (2006). Energía Eólica. *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*, 180.

Idágarra, G., y Romero, A. (2023). *Integración y Análisis de pequeñas turbinas eólicas en entornos urbanos* (Primera Ed). RED IBEROAMERICANA PARA EL DESARROLLO Y LA INTEGRACIÓN DE PEQUEÑOS GENERADORES EÓLICOS. http://eprints.uanl.mx/26726/1/26726.pdf

Iqbal, M. T. (2013). Modeling and Simulation of a Small Wind Turbine. *NECEC*, *7*(1), 3–10.

Jaramillo-Cardona, J. P., Perafan-Lopez, J. C., Torres-Madroñero, J. L., Nieto-Londoño, C., y Sierra-Pérez, J. (2022). Techno-economic assessment of small wind turbines under la Guajira-Colombia resource conditions. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, *12*(1), 45–56. https://doi.org/10.29047/01225383.400

Khalil, H. (2002). Nonlinear Systems. En *Department of Electrical and Computer Engineering Michigan State University* (Third Edit). PRENTICE HALL. https://flyingv.ucsd.edu/krstic/files/Khalil-3rd.pdf

Legerén, J. (2014). Diseño de sistema de pitch pasivo para aerogeneradores en entornos urbanos. En *Ege Eğitim Dergisi/ Ege Journal of Education*. https://oa.upm.es/32798/1/PFC_Jaime_Legeren_Alvarez.pdf

Lendek, Z., Guerra, T. M., Babuška, R., y De Schutter, B. (2011). Stability Analysis and

Nonlinear Observer Design Using Takagi-Sugeno Fuzzy Models. En *Jurnal Sains dan Seni ITS* (Vol. 262, Número 1). Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-16776-8

Liu, X., Gao, Z., y Chen, M. Z. Q. (2017). Takagi-Sugeno Fuzzy Model Based Fault Estimation and Signal Compensation with Application to Wind Turbines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *64*(7), 5678–5689. https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2677327

López, D., y Pineda, J. (2021). *Análisis, simulación, diseño e implementación de un control para el seguimiento del punto máximo de potencia de un aerogenerador*. CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES AVANZADOS S.C.

Medina-Gómez, J. (2017). Modelado y simulación de un generador síncrono de imanes permanentes [Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo]. En *Revista Interdisciplinaria en Nanociencias y Nanotecnología* (Vol. 9, Número 17). https://doi.org/10.22201/ceiich.24485691e.2016.17.58151

Ministerio de Energías. (2018). Estudio de determinación de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con base en Energías Alternativas. *Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas*, *1*, 1–65. https://energypedia.info/images/f/f3/Estudio_Costos_Fijos_OMA-Generación_EÓLICAFINAL.pdf

Novaes Menezes, E. J., Araújo, A. M., y Bouchonneau da Silva, N. S. (2018). A review on wind turbine control and its associated methods. *Journal of Cleaner Production*, *174*, 945–953. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.297

Odgaard, P. F., Stoustrup, J., y Kinnaert, M. (2013). Fault-Tolerant Control of Wind Turbines: A Benchmark Model. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, *21*(4), 1168–1182. https://doi.org/10.1109/TCST.2013.2259235

Ogata, K. (2018). Ingeniería de control moderna. En *PEARSON EDUCACIÓN, S.A* (Vol. 5, Número 10). https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/sahagun/article/view/3323

Oliva, R., Salvador, J., González, J. F., Cortez, N., Lescano, J., Triñanes, P., González, L., Cabrera, S., Garzón, N., Fuentes, C., Quiroga, J., Díaz, N., Flores, M., y Luna, F. (2021). La Normativa IEC Para Sistemas Eolicos E Híbridos Aislados, Y La Utilización De Tecnologias De Medición Remota: Aplicación En Contexto Patagónico. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, *25*, 234–245. http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/143796/Documento_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Ovando, R. I., Aguayo, J., y Cotorogea, M. (2007). Emulation of a Low Power Wind Turbine with a DC motor in Matlab/Simulink. *2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, *July 2007*, 859–864. https://doi.org/10.1109/PESC.2007.4342101

Pérez-Herrera, A., Alba-Baracaldo, H., Jauregui-Rigo, S., y Fariñas-Wong, E. (2023). Configuraciones de generadores eléctricos para pequeños aerogeneradores con mínimas condiciones tecnológicas de fabricación. *Articulo de investigación científica y tecológica*, *44*(2), 1–13. http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012023000200081&lng=es&nrm=iso&tlng=es%0Ahttp://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012023000200081&lng=es&tlng=es

Rasham, A. M., Hussain, M. K., y Majeed, M. H. (2023). Optimal characteristics of wind turbine to maximize capacity factor. *AIP Conference Proceedings*, *2651*(April), 050020. https://doi.org/10.1063/5.0106773

Richmond-Navarro, G., Montenegro-Montero, M., y Otárola, C. (2020). Revisión de los perfiles aerodinámicos apropiados para turbinas eólicas de eje horizontal y de pequeña escala en zonas boscosas. *Revista Lasallista de Investigación*, *17*(1), 233–251. https://doi.org/10.22507/rli.v17n1a22

Rodriguez-Hernandez, O., Martinez, M., Lopez-Villalobos, C., Garcia, H., y Campos-Amezcua, R. (2019). Techno-Economic Feasibility Study of Small Wind Turbines in the Valley of Mexico Metropolitan Area. *Energies*, *12*(5), 890. https://doi.org/10.3390/en12050890

Rosato, A., Perrotta, A., y Maffei, L. (2024). Commercial Small-Scale Horizontal and Vertical Wind Turbines: A Comprehensive Review of Geometry, Materials, Costs and Performance. *Energies*, *17*(13), 3125. https://doi.org/10.3390/en17133125

Sánchez-Torres, Y., y Rodríguez-Ramos, P. (2021). Evaluación técnico-económica de pequeñas turbinas eólicas en localidades de poco potencial eólico. *Ingeniería Agrícola*, *11*, 12.

Santiago, A., Sautto, J. M., Bouza, C. N., y Montaño, A. (2013). Estimación del costo nivelado por generación de energía eléctrica en aerogeneradores: evidencia empírica de México. *Experiencias En La Modelación De La Toma De Decisiones En La Salud Humana, Medio Ambiente Y Desarrollo Humano*, *1*, 1–14. http://rideca.cs.buap.mx/files/articulo_DQkwhKfYoWltyBo.pdf

SEGOB. (2023). LA ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO. *COMISIÓN PARA EL DIÁLOGO CON LOS PUEBLOS INDÍGENAS DE MÉXICO*.

SENER. (2017). *Mapa de Ruta Tecnológica Energía Eólica en Tierra*. https://amdee.org/wp-content/uploads/mapa-ruta.pdf

Soria Álvarez, F. (2019). *Desarrollo y Construcción de Micro Aerogenerador Tipo PMSG con Convertidor Troceador de Potencia Plena*. 160.

Sukkiramathi, K., y Seshaiah, C. (2020). Analysis of wind power potential by the three-parameter Weibull distribution to install a wind turbine. *Energy Exploration & Exploitation*, *38*(1), 158–174. https://doi.org/10.1177/0144598719871628

Tello-Olivas, C., Flores-Hernández, A., Contreras-Ocegueda, E., y Medina-Álvarez, M. (2023). Diseño y construcción de una turbina eólica de uso comercial mediante un análisis costo beneficio. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, *7*(3), 6482–6493. https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v7i3.6651

Trujillo, A. (2022). *Los costos nivelados de generación eléctrica de las tecnologías renovables en el contexto de la transición energética*. https://www.cfenergia.com/wp-content/uploads/2023/04/Los-costos-nivelados-de-generación-eléctrica-de-las-tecnologías-renovables-en-el-contexto-de-la-transición-energética.pdf

Tzen, E. (2020). Small wind turbines for on grid and off grid applications. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *410*(1), 012047. https://doi.org/10.1088/1755-1315/410/1/012047

Umar, D. A., Yaw, C. T., Koh, S. P., Tiong, S. K., Alkahtani, A. A., y Yusaf, T. (2022). Design and Optimization of a Small-Scale Horizontal Axis Wind Turbine Blade for Energy Harvesting at Low Wind Profile Areas. *Energies*, *15*(9), 3033. https://doi.org/10.3390/en15093033

Yin Win, L. (2014). Simulation of Small-Scale Wind Power System. *International Journal of Scientific Engineering and Technology Research*, *03*(10), 1896–1899.

Zidane, O. K., y Mahmood, Y. M. (2024). A Comparison of a Three Blade and Five Blade Wind Turbine in Terms of the Mechanical Properties Using the Q-Blade Software. *Baghdad Science Journal*, *21*(9), 3003. https://doi.org/10.21123/bsj.2024.8970

Anexos

Anexo 1. Código de simulación de curvas de potencia

```
%% --- Curva VEVOR  ---
vevor_speed = [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15]; % m/s
vevor_power = [0 0 15 35 75 100 150 200 300 400 480 500 450 410 0]; % W

%% --- Curva VAWT  ---
% Parámetros
cut_in = 5/3.6;     % m/s (5 km/h)
v_rated = 40/3.6;   % m/s (30 km/h)
cut_out = 14;   % m/s (40 km/h)
P_rated = 250;      % W

% Vector de velocidades
u = 0:0.1:15;   % m/s
P_vawt = zeros(size(u));

for i = 1:length(u)
    if u(i) <= cut_in
        P_vawt(i) = 0;
    elseif u(i) < v_rated
        frac = (u(i) - cut_in) / (v_rated - cut_in);
        P_vawt(i) = P_rated * frac^3;
    elseif u(i) <= cut_out
        P_vawt(i) = P_rated;
    else
        P_vawt(i) = 0;
    end
end

%% --- Graficar ---
figure;
hold on;

p = polyfit(vevor_speed,vevor_power,4);
xq = linspace(min(vevor_speed), max(vevor_speed), 200);
yq = polyval(p,xq);
yq = max(yq,0);

% Graficar la curva
plot(xq, yq, '-', 'LineWidth', 2, ...
    'Color', 'b', 'DisplayName', 'HAWT VEVOR');
hold on
plot(u, P_vawt, '-', 'LineWidth', 2, ...
    'Color', 'r', 'DisplayName', 'VAWT');

grid on
ax = gca;
ax.XTick = 0:1:15;
```

```
ax.GridLineStyle = '-';
ax.GridColor = [0.3 0.3 0.3];
ax.GridAlpha = 0.1;

xlabel('Velocidad del viento (m/s)');
ylabel('Potencia (W)');
title('Curvas de Potencia');
legend('Location','northwest');
pbaspect([2 1 1])

h = findobj(gca, 'Type', 'line', 'Color', [1 0 0]);
xData = get(h,'XData');
yData = get(h,'YData');

x_new = min(xData):1:max(xData);
y_new = interp1(xData,yData,x_new,'linear');

T = table(x_new', y_new','VariableNames',{'X','Y'});
disp(T)

hold off;
```

Anexo 2. Código de simulación del generador

```
function [x,y] = fcn(x1,x2,x3,vd,vq,Tm)
%% salida
id=x1;
iq=x2;
wr=x3;
xnl=[id;iq;wr];

%% condiciones inciales
id(1)=0;
iq(1)=0;
wr(1)=0;

u=[vd;vq;Tm];

%% Parametros
Rs=3;
Ls=0.007;

lpm=0.63;
p=3;
J=0.05;
F=0;

Anl=[-Rs/Ls                 wr                          0             ;
     -wr                   -Rs/Ls                      -lpm/Ls       ;
     0                     (p*lpm)/J                   -F/J         ];

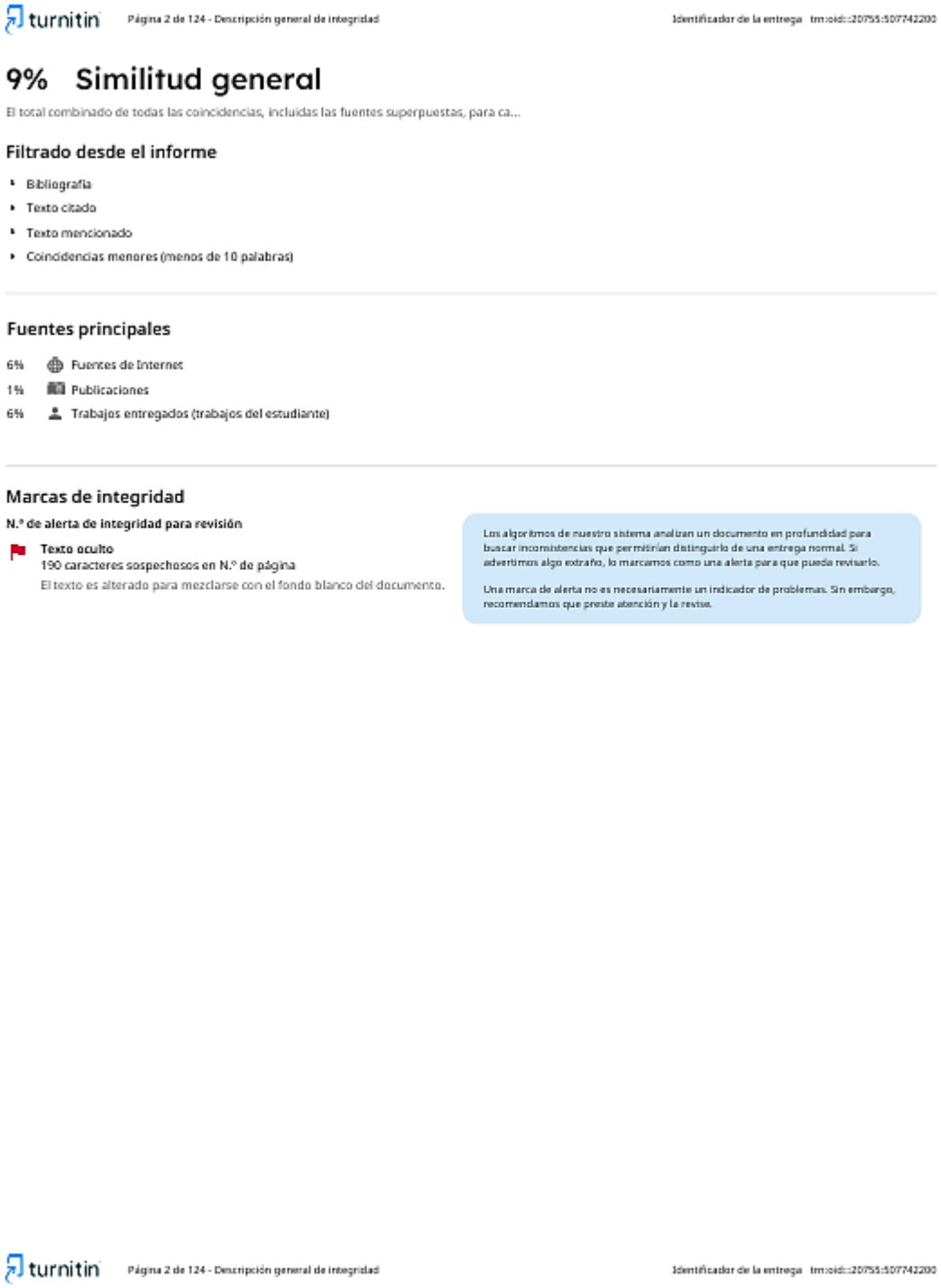

B=[-1/Ls     0       0;
   0       -1/Ls    0;
   0       0       1/J];


x=(Anl*xnl)+(B*u);

C=[1 0 0 ;
   0 1 0 ;
   0 0 1 ];

y=C*xnl;
```

Anexo 3. Certificado de No Plagio



turnitin Página 2 de 124 - Descripción general de integridad Identificador de la entrega trn:oid:::20755:507742200

9% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 10 palabras)

Fuentes principales

6% Fuentes de Internet
1% Publicaciones
6% Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión

Texto oculto
190 caracteres sospechosos en N.º de página
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

turnitin Página 2 de 124 - Descripción general de integridad Identificador de la entrega trn:oid:::20755:507742200