



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE  
CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA  
DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL  
MODELO ARIMA CONSIDERANDO  
VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL  
VIENTO.**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico

**AUTOR: KEVEN ALEXANDER LASCANO MARTÍNEZ**

**TUTOR: CRISTIAN CRISTÓBAL CUJI CUJI**

Quito - Ecuador

2024

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN**

Yo, Keven Alexander Lascano Martínez con documento de identificación N°  
1726172966 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la  
Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera  
total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 20 de agosto del año 2024

Atentamente,



---

Keven Alexander Lascano Martínez

1726172966

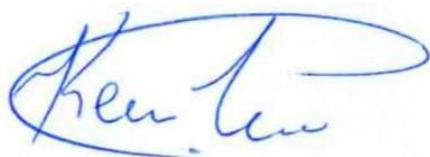
## **CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Keven Alexander Lascano Martínez con documento de identificación No. 1726172966, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico “Evaluación de índices de confiabilidad aplicados en el sistema de generación eólica, mediante el modelo Arima considerando variaciones en la velocidad del viento.”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 20 de agosto del año 2024

Atentamente,



---

Keven Alexander Lascano Martínez

1726172966

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Cristian Cristóbal Cuji Cuji con documento de identificación N° 1718002221, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: Académico EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL MODELO ARIMA CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO, realizado por Keven Alexander Lascano Martínez con documento de identificación N° 1726172966, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 20 de agosto del año 2024

Atentamente,



---

Ing. Cristian Cristóbal Cuji Cuji, MSc  
1718002221

## ÍNDICE GENERAL

1	Introducción.....	2
2	Marco teórico.....	3
2.1	Situación energética eólica.....	3
2.1.1	Situación energética internacional.....	4
2.1.2	Situación energética nacional.....	4
2.2	Índices de Confiabilidad .....	5
2.3	Clasificación de Índices de Confiabilidad .....	5
2.3.1	Índice de confiabilidad EENS.....	5
2.3.2	Índice de confiabilidad EIR .....	5
2.3.3	Índice de confiabilidad FOI.....	5
2.3.4	Índice de confiabilidad EDOI.....	5
2.3.5	Índice de confiabilidad EENSI.....	5
2.3.6	Índice de confiabilidad LOLE.....	6
2.3.7	Índice de confiabilidad LOLP.....	6
2.4	Modelo ARIMA .....	6
2.4.1	Generalidades del modelo Arima.....	7
2.4.2	Aplicación del modelo Arima.....	7
2.5	Generación eólica .....	8
2.5.1	Producción de energía eléctrica de parques eólicos.....	8
2.5.2	Formas de almacenar energía eólica.....	9
3	Desarrollo.....	9
3.1	Caracterización del recurso eólico .....	10
3.1.1	Velocidad del viento diaria.....	10
3.1.2	Velocidad del viento mensual.....	11
3.1.3	Velocidad del viento mensual.....	11
3.1.4	Velocidad del viento anual .....	12
3.2	Análisis estadístico del recurso eólico.....	13
3.2.1	Análisis de las frecuencias del viento durante todo el año .....	13
3.2.2	Análisis de la probabilidad de Weibull.....	14
3.2.3	Análisis de distribución de frecuencias acumuladas.....	15
3.2.4	Curva de potencia con recurso eólico analizado.....	15
3.2	Caracterización de la demanda.....	17
3.3	Modelo ARIMA .....	17
3.2.5	Diagrama de flujo del modelo ARIMA .....	18

3.2.6	Modelamiento matemático de ARIMA .....	18
3.4	Caso de estudio.....	19
4	Análisis de resultados.....	20
4.1	Escenario 1: generación eólica sin ARIMA .....	20
4.1.1	Análisis del Perfil de Viento .....	21
4.1.2	Análisis de la Potencia Despachada .....	21
4.2	Escenario 2: generación eólica con ARIMA .....	22
4.3	Análisis comparativo .....	22
4.4	Análisis del modelo ARIMA.....	23
4.5	Velocidad del viento para datos anuales.....	23
4.6	Velocidad del viento para datos mensuales .....	24
4.7	Velocidad del viento para datos diarios.....	25
4.8	Análisis de confiabilidad mediante índices LOLE y LOLP.....	25
5	Conclusiones.....	27
6	Referencias .....	27
6.1	Matriz de Estado del Arte .....	31
6.2	Resumen de Indicadores .....	39
Anexos	.....	40

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Análisis de confiabilidad en Energía Eólica .....	03
Figura 2: Diagrama de flujo modelo Arima .....	10
Figura 3: Velocidad de viento Villonaco 2017-2021 .....	10
Figura 4: Ingreso de Datos para modelo Arima en primer caso anual .....	11
Figura 5: Resultados para modelo Arima en primer caso anual .....	11
Figura 3: Modelo parque eolico.....	12
Figura 4: Velocidad inicial de viento para datos anuales de 10 y 50m año 2017-2022. .	13
Figura 5: Modelo arima velocidad de viento anual de 10 m.....	13
Figura 6: Modelo arima velocidad de viento anual de 50 m .....	13
Figura 7: Velocidad inicial de viento para datos mensuales de 10 y 50m año 2021.....	13
Figura 8: Modelo arima velocidad de viento mensual de 10 m.....	13
Figura 9: Modelo arima velocidad de viento mensual de 50 m.....	14
Figura 10: Velocidad inicial de viento para datos diarios de 10 y 50m año 2021 .....	14
Figura 11: Modelo arima velocidad de viento diario de 10 m.....	14
Figura 12: Modelo arima velocidad de viento diario de 50 m.....	14
Figura 13: Demanda del modelo eolico.....	15
Figura 14: Capacidad disponible MW.....	15
Figura 15: Pérdidas de Carga .....	15

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características de central Villonaco Loja .....	04
Tabla 2: Datos de Aerogenerador Goldwind de central Villonaco Loja .....	10
Tabla 3: Variables que utiliza el modelo ARIMA .....	11
Tabla 4: Modelo parque eolico .....	12
Tabla 5: Estimacion LOLE .....	15
Tabla 6: Estimacion LOLP.....	15

# EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL MODELO ARIMA CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO.

## Resumen

El presente documento está enfocado en la evaluación de índices de confiabilidad aplicados en el sistema de generación eólica. Para el proceso de optimización se emplea el modelo arima considerando variaciones en la velocidad del viento en conjunto con valores que se pueden tomar de la central de generación eólica Villonaco. El modelo utilizado ayuda a la verificación y equiparación de los diversos resultados de potencia activa en uno de los aerogeneradores de Villonaco en conjunto con los valores de las variaciones de viento que se pueden producir de manera anual, mensual y semanal. Los resultados obtenidos se validaron usando simulación digital Matlab/Econometrics model, programa que se encarga de ayudar con la prolongación a largo plazo de la vida útil de cada uno los elementos más importantes dentro del parque eólico como los generadores y transformadores donde se pueden obtener diversas soluciones para aplicar la formulación de los índices de confiabilidad que en este caso son LOLP y LOLE, cuya finalidad es tener un sistema de generación con una predicción afirmativa teniendo una mejora en su estabilidad y evitar pérdidas que se propaguen a lo largo de la transmisión eléctrica.

**Palabras Clave:** Arima, índices de Confiabilidad, Generación, predicción.

## Abstract

This paper is based at evaluation of reliability indexes applied to the wind generation system. For the optimization process, the arima model is used considering variations in the wind speed in conjunction with values that can be taken from the Villonaco wind generation plant. The model used helps to verify and equate the various results of active power in one of the wind turbines of Villonaco in conjunction with the values of wind variations that can occur on an annual, monthly and weekly basis. The results obtained were validated using digital simulation Matlab/Econometrics model, a program that is responsible for helping with the long-term extension of the useful life of each of the most important elements within the wind farm such as generators and transformers where various solutions can be obtained to apply the formulation of the reliability indexes which in this case are LOLP and LOLE, whose purpose is to have a generation system with an affirmative prediction having an improvement in its stability and avoiding losses that propagate along the electrical transmission.

**Keywords:** Arima, reliability indexes, generation, prediction.

# 1 Introducción

El pronóstico de energía eólica puede ser considerado como uno de los objetivos más importantes para las energías renovables, establecer un análisis de confiabilidad y conocer las consecuencias que se pueden tener al contrarrestar el tiempo del ciclo útil de vida de elementos que intervienen en la generación eléctrica dentro de un parque eólico, se considera como la meta más grande para que las pérdidas en el sistema se puedan evitar gracias a la comparación y el análisis de predicción que se puede obtener por medio de un programa computacional.[1]

Para el cálculo de la predicción de las oscilaciones en la velocidad del viento se pueden tener varios métodos entre los más importantes se tiene el modelo NWP (Numerical Weather Predictions), en el que se puede obtener las predicciones meteorológicas como en este caso el viento a excepción de los diferentes métodos de predicción, los cuales que se basan explícitamente en la tendencia de la generación eólica [1].

El modelo NWP se encarga de las predicciones eólicas a corto plazo, es decir un modelo atmosférico que mediante la predicción de la potencia que se pueda tener se toma en cuenta las condiciones meteorológicas para un caso de estudio que se pueda tomar una resolución de ecuaciones físicas que describan el estado de la atmósfera [1].

El modelo presente en este documento es el modelo ARIMA, que se basa en series temporales de tiempo para poder explorar los valores o en este caso las variaciones de viento que pueden tener un impacto de 6 horas para horizontes grandes. Se puede tomar en cuenta que en las series temporales existen otras alternativas como la de la predicción de potencia eléctrica en parques eólicos por medio de las redes neuronales [1], [2].

La innovación de energías alternativas tales como la energía eólica en el Ecuador

es muy importante para el análisis y estimación de producción de energía eléctrica al año, es por ello que hoy por hoy el gobierno es el ente que regula y estima las diferentes decisiones que se deben optar para una efectiva protección del medio ambiente, actualmente rigen leyes que promueven la preservación medio ambiental, es mas en la Constitución de la República del Ecuador del año 2008 existen artículos destinados a dar garantías de un sistema sostenible, amigable y que se fortalece con políticas administrativas las cuales optan por afianzar lazos directos entre el ser humano y el medio ambiente para la preservación de la vida y su protección misma. El Ministerio del Ambiente es el ente encargado de garantizar el derecho de vida en conjunto con el cuidado del medio ambiente para que sea de máxima importancia la protección de nuestro hábitat [1].

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables es el encargado de encaminar y proponer las leyes y reglamentos que fomenten la obtención del beneficio de los recursos naturales no renovables y de la energía a partir de ellos. Este Ministerio es el encargado también de garantizar la mayor eficiencia que puedan dar los recursos presentes dentro del país, controlando la correcta producción en función al aprovechamiento del recurso. Siempre se propone invertir en proyectos que puedan ayudar a mediano y largo plazo al mejoramiento del servicio público eléctrico para garantizar el suministro a toda la demanda eléctrica, se planea la construcción de más fuentes de generación eléctrica a partir de las energías renovables tales como: energía fotovoltaica y energía eólica. [1], [3].

Los índices de confiabilidad permiten la evaluación y el comportamiento del sistema donde se toman parámetros como en este caso la velocidad del viento y eventos como el tiempo en el que puede ser analizado mediante diversas ecuaciones [1].

El proyecto está destinado para 3 eventos de manera diaria, mensual y semanal, donde se toman valores de viento de la central eólica de Villonaco con una comparación en generación establecida por el mismo parque y mediante la serie temporal de tiempo tener

una predicción que permita una buena confiabilidad y rentabilidad del sistema con una evaluación de sus índices [1].

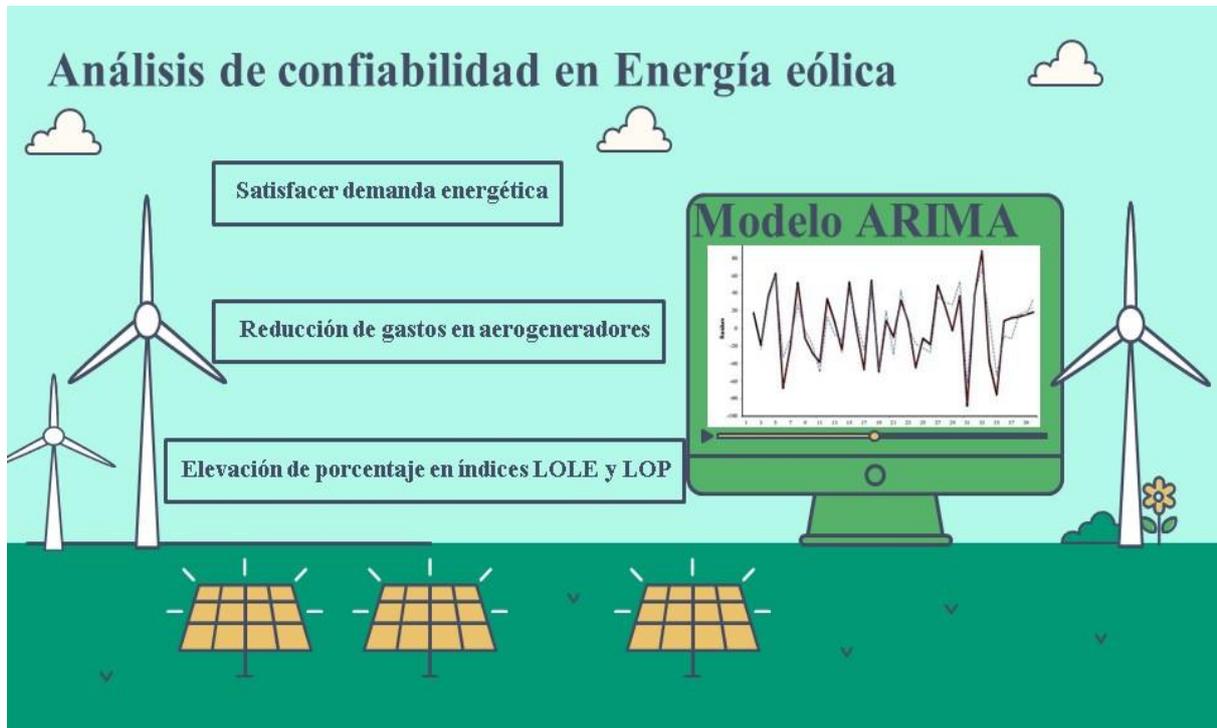


Figura 1. Análisis de estudios de confiabilidad en la Energía Eólica

## 2 Marco teórico

La predicción de velocidad en generación por medio del viento es uno de los objetivos y características más importantes dentro de energías renovables no tradicionales, se debe tomar en cuenta que en las series temporales de tiempo mediante el análisis de predicción se deben tomar valores pasados para que la aplicación logarítmica este dentro de las predicciones horizontales de 4 a 6 horas. Para lo cual se debe conocer la situación energética del país, los índices de confiabilidad que permiten la evaluación de los eventos y el método más eficiente para el cálculo de la predicción [4].

### 2.1 Situación energética eólica

La energía eólica es la encargada en aprovechar toda la energía que produce el movimiento de los conjuntos de aire que se encuentran en el medio ambiente y es considerada una de las energías renovables que más se ponen en marcha alrededor del mundo debido a que aprovechan los recursos naturales [5].

En la actualidad la situación energética en el mundo es favorable para la energía eólica ya que, únicamente las instalaciones más reducidas y aisladas usan almacenamiento de energía, mientras que pueden existir diversas formas de solucionar la escasez del suministro en los periodos en los que no hay recurso de viento, como por ejemplo en reducidos sistemas, es decir tener la posibilidad de

utilizar una estructura de baterías para el almacenamiento de la electricidad [6]

### **2.1.1 Situación energética internacional**

La energía renovable es un sector con gran impacto mundial que va creciendo a pasos agigantados, convirtiendo la energía solar y eólica, las que mayor crecimiento han tenido ultimadamente, de acuerdo a informes de la Eurostat desde el 2013 hasta la fecha la energía eléctrica generada mediante sistemas eólicos y solares renovables se ha incrementado de 22% a 45%. De esta manera Europa se ha consolidado como uno de los continentes climáticamente ecuánime del mundo.[7]

El país con mayor inversión en energías renovables es China debido a su incremento porcentual año a año en el campo energético renovable, dando como resultado un aumento de 184.7 GW de su total potencia instalada a la capacidad energética de su nación, detrás esta EEUU con un total aproximado de 94.30 GW, seguidos de países de Europa que pese a ser pioneros en implementar generación eólica se han visto superados por la potente inversión China de la última década [7].

### **2.1.2 Situación energética nacional**

Actualmente cada gobernación es la encargada en tomar las decisiones que fomenten y garanticen la protección del medio ambiente, Ecuador cuenta con reglamentos y leyes que estipulan el cuidado medio ambiental, en la Constitución de la República del Ecuador del 2008 están presentes en los artículos 14 y 71, en los cuales se busca garantizar un sistema sostenible, amigable y que se fortalece con políticas administrativas las cuales optan por afianzar lazos directos entre el ser humano y el medio ambiente para la preservación de la vida y su protección misma. El Ministerio del Ambiente es el ente encargado de garantizar el derecho de vida en conjunto con el cuidado del medio ambiente para que sea de

máxima importancia la protección de nuestro hábitat. [8]

De acuerdo a la implementación de energías renovables, Europa es un continente con un gran ahorro económico y producción de energías eléctrica mediante el uso de fuentes renovables, pero en Ecuador los proyectos de investigación avanzan cada día con la construcción de nuevas plantas de energía renovable en este caso las energías renovables ocupan un porcentaje del 54% tanto en hidráulica, biocombustibles, geotérmica, eólica, solar y fotovoltaica [8].

El impacto que ha tenido Ecuador con el uso de energías limpias ha sido de gran importancia tanto para el sector eléctrico como para el sector económico, como por ejemplo es el proyecto del parque eólico Villonaco II y III, mismo que pretende contar con potencia nominal igual a 110 MW, el proyecto busca ser desarrollado en los mismos cimientos de Huayrapamba y Membrillo-Ducal, que están localizados en el sur del Ecuador en la provincia de Loja, se estima una inversión independiente de 181 millones de dólares a cargo del consorcio español Cobra Zero – E Villonaco, en la que su concesión alcanzaría 25 años como tiempo máximo [8].

La exportación anual del Ecuador en electricidad con energías limpias es alrededor de los 500 GWh con el 92% de producción en energía hidráulica, teniendo un resultado favorable cada año por el impacto de energías amigables con el medio ambiente y la disminución de gases de efecto invernadero [8], [9].

Tabla 1. Datos de central eólica de Villonaco

<b>Características</b>	<b>Descripción</b>
Potencia total (MW)	16,5
Factor en planta	51,19%
Conexión de la red	Subestación Loja (69kV)
Velocidad promedio(m/s)	12,4
Aerogeneradores	11

Producción al año (GWh)	71,94
----------------------------	-------

## 2.2 Índices de Confiabilidad

Es posible analizar un sistema de generación, transmisión y distribución con una planificación y desarrollo de los elementos de potencia a partir de una ejecución de los componentes que se van a ingresar [10].

Se puede diferenciar diferentes índices de confiabilidad que se pueden organizar según el tipo de falla, el tiempo de entrada o salida, restauración o reparación, en este proyecto se propone el análisis de confiabilidad en un análisis de una tasa de tiempo y velocidad para tener unos resultados que a futuro se pueda aplicar para evitar que el sistema tenga algún tipo de falla [11].

Los índices de confiabilidad más utilizados en el sistema eléctrico son los probabilísticos que se encargan de la evaluación del sistema considerando diversos parámetros como los eventos inciertos que pueden intervenir en la confiabilidad, mientras que los índices determinísticos se evalúan de acuerdo al resultado de las fallas que tenga el sistema eléctrico [12].

## 2.3 Clasificación de Índices de Confiabilidad

Existen varios índices de confiabilidad que pueden ser aplicados a diversos sistemas eléctricos con la finalidad de realizar una comparación y una equiparación de los resultados para resumir y argumentar resultados que puedan establecer un análisis que pueda intervenir y ayudar al sistema para tener una confiabilidad que argumente una vida útil prolongada [13].

### 2.3.1 Índice de confiabilidad EENS

Se encarga de proporcionar el valor anual de la energía obtenida en el mismo que no se ha suministrado, que puede ser utilizado mediante la siguiente fórmula [14]:

$$EENS = \sum_{L}^X \sum_{X=R}^{=R+L} (X - R) \times G(X) \quad (1)$$

Donde:

**G(X):** Probabilidad de generación en MW que no estén disponibles

**X:** Se encarga del recorrido discreto de las diferentes pérdidas existentes que sean aplicados a reservas mayores.

**L:** Demanda máxima del sistema que se pronostica para el periodo de tiempo establecido.

**R:** Reserva del sistema

### 2.3.2 Índice de confiabilidad EIR

Se encarga de mostrar la energía suministrada a cada uno de los consumidores que son considerados finales que se encuentren dentro del sistema eléctrico, este índice se relaciona con el índice LOLE que se relaciona con la generación que puede ser aplicada dentro de una red establecida [14].

### 2.3.3 Índice de confiabilidad FOI

Es considerado como el índice de confiabilidad que determina la frecuencia de las interrupciones del sistema, es decir que se toma en cuenta todos los valores anuales que se interrumpe para los usuarios finales [14].

### 2.3.4 Índice de confiabilidad EDOI

Se considera el valor esperado para la duración esperada que presenten las diferentes interrupciones que va utilizando el sistema [14].

$$EDOI = \frac{LOLE}{FOI} \quad (2)$$

### 2.3.5 Índice de confiabilidad EENSI

Considerado como el índice que determina el valor anual de la energía que no es suministrada por cada una de las

interrupciones que se presentan dentro de un sistema [14].

$$EENSI = \frac{EENS}{FOI} \quad (3)$$

Para el caso de estudio se consideran dos índices de confiabilidad que son el índice LOLE y LOLP que se detallan a continuación para un mejor análisis de su comportamiento dentro del sistema de generación [14].

### 2.3.6 Índice de confiabilidad LOLE

Los índices de confiabilidad presentan un margen de reserva que puede ser calculado mediante el margen determinístico donde se puede tener una visión del comportamiento que se obtiene al ser evaluado el sistema, para este determinado caso de estudio se tiene en cuenta el índice LOLE que puede evaluar el sistema mediante diversos parámetros que se deben tomar en cuenta al momento de su evaluación [15].

Se tiene que tener presente para mencionado índice el recurso de disponibilidad de los elementos que están presentes en un S.E.P, la disponibilidad que se tenga de los elementos que intervienen en la red [15].

La topología del sistema puede ser considerado como uno de los elementos fundamentales dentro del estudio necesario, así como también la tolerancia necesaria para obtener una incertidumbre adecuada para los elementos [15].

Para un mejor estudio se establece la siguiente ecuación que se aplica a cada uno de los escenarios que se propongan para el estudio necesario [15]:

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i \times (C_i - L_i) \quad (4)$$

Donde:

Pi: Probabilidad para periodo de tiempo.

Ci: Capacidad disponible en un periodo de tiempo.

Li: Demanda máxima pronosticada en el tiempo

### 2.3.7 Índice de confiabilidad LOLP

El índice LOLP es considerado como el más útil dentro del área de generación, debido a que puntualiza la probabilidad del déficit de carga, es decir que cuando se tiene una carga que sobrepasa la capacidad única disponible existe un proceso de pérdidas, por lo que este índice se encarga de proyectar a base a los días en del año, si la generación obtenida puede abastecer de manera eficiente al sistema y pueda contribuir al proceso de evaluación en la hora pico haciendo una probabilidad con los diferentes estados de capacidad de la generación, del tal manera la siguiente ecuación representa la utilización del índice LOLP [16], [17].

$$LOLP = P \times [X > C - L] \quad (5)$$

Donde:

P: Probabilidad

C: Capacidad disponible

L: Demanda máxima.

X: Pérdidas de generación en MW.

R: Reserva que presenta el sistema.

## 2.4 Modelo ARIMA

El modelo Arima es utilizado para sistemas eléctricos considerado como un modelo paramétrico que trata de realizar una representación de una serie de términos de una agrupación temporal de los valores que se ingresan al sistema [18].

El propósito fundamental de analizar las series temporales son las propiedades que se pueden evaluar mediante la interrelación

temporal que representa el coeficiente de auto correlación, es decir que puede medir el grado de asociación lineal en diferentes periodos de tiempo [19]

La diversidad de grado de asociación en periodos de tiempo representa las distintas observaciones dentro de una serie temporal, lo que puede ayudar a formular un modelo específico que se oriente a los procesos de generación eléctrica [20]

El coeficiente de correlación puede establecerse mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_{xy} = \frac{\text{Cos}(x, y)}{\sqrt{V(x) \times V(y)}} \quad (6)$$

Donde:

X, Y: Variables encargadas con la medición del grado lineal de asociación.

Cuando se obtiene un correcto resultado de la muestra de las variables encargadas con la medición del nivel asociativo, se puede estimar un modelo de coeficiente poblacional mediante la siguiente ecuación [21]:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{t=1}^T (xt - X)(yt - Y)}{\sqrt{\sum_{t=1}^T (xt - X)^2 \sum_{t=1}^T (yt - Y)^2}} \quad (7)$$

Donde:

xt, yt: Variables de una serie temporal

X, Y: Promedio de variables de una serie temporal

La ecuación se puede representar como la medición de la correlación que se encarga de la asociación lineal en las diversas observaciones sucesivas, puede ser llamado como coeficiente correlacional simple o serial, que en general se encarga de la determinación entre observaciones determinadas por diversos intervalos [22].

Para el presente proyecto se toma en cuenta una progresión regresiva que describe las observaciones que se realizan al establecer la velocidad del viento en una central eólica y con los datos obtenidos se procede a realizar un modelo auto regresivo de orden p como se puede establecer en la siguiente ecuación de estudio [23]:

$$Ar(t) = x_t = \phi_1 x_{t-1} + \phi_2 x_{t-2} - \dots - V_q a_{t-q} \quad (8)$$

#### 2.4.1 Generalidades del modelo Arima

Es considerado como uno de los modelos de auto regresión más fundamentales dentro del área de procesos estocásticos, que nos permite predecir y establecer un resultado a futuro para observaciones que se van tomando y comparar con los objetivos propuestos dentro de un entorno de valores que presentan una asociación lineal fundamental para el cálculo [24].

Se puede definir un modelo como auto regresivo cuando la variable en este caso el tiempo toma observaciones a periodos anteriores añadiendo modelos estructurales el termino de error en mediciones mediante la distribución normal en el caso de modelos estacionarios [25].

#### 2.4.2 Aplicación del modelo Arima

Por ser considerado como un proceso de auto regresión el modelo Arima tiene varios propósitos que pueden ayudar en varios campos de trabajo, para el caso de sistemas eléctricos puede ser útil para procesos de predicciones a futuro, como predicción del comportamiento de la energía utilizando en conjunto varios factores como índices o comparativos que pueden ser necesarios al momento de un análisis de recepción de datos obtenidos [26].

Tiene una aplicación fundamental en el número de muertes violentas que puede tener un proceso de uno a varios años, con su proceso de asociación lineal se pueden estimar en modelos epidemiológicos [26].

Para efectos de condición climática se pueden tomar predicciones que puedan estimarse mediante el modelo Arima, puede darse el caso de predecir los volúmenes anuales en un río que tiene una descripción como la presencia de inundaciones, desecación y efectos de destrucción ambiental, pueden ser los factores por la cual se puede analizar mediante el modelo mencionado y organizar un estatus de confiabilidad y predicción preventiva para evitar cualquier tipo de afectación [26].

Una aplicación fundamental dentro del aérea de la ganadería es uno de los procesos más importantes con la utilización del moldeo Arima, en este caso con los probables modelos que se pueden destinar para su formulación se realiza una observación a través de la gráfica de los residuales para establecer valores que puedan tener periodos que se lleven a cabo con los distintos valores. Para el análisis se lleva a cabo la predicción para el nivel de leche que es sometida a un análisis estacional, teniendo un resultado en corto plazo se establece una gran variabilidad en su proceso de producción lo que ayudaría a los productores a conocer las predicciones del modelo y se permita tomar medidas para corregir errores y a futuro el consumo y producción de leche sean destinadas a una mejor condición de estabilidad productiva que permita tener menos riesgos en los usuarios finales [26].

## **2.5 Generación eólica**

La generación eólica es la que aprovecha toda la energía del movimiento de las masas del aire cuando se encuentran en constante flujo, su producción actualmente y su característica principal es la producción de energía eléctrica [27].

Con el propósito de alcanzar los estándares de producción de energía a lo largo de la historia se han desarrollado diferentes métodos que ayudan a su generación como una superficie de captación en este caso

puede ser considerado una vela, pala, aspa, entre otros [28].

La energía eólica forma parte de energías renovables, es decir que con su producción evita gases de efecto invernadero que pueden afectar el entorno ambiental y según la normativa vigente, se puede aprovechar este tipo de recurso para tener un suministro autosustentable que permita el ahorro y evitar pérdidas en el consumo de la energía eléctrica [29], [3].

Una de las generalidades más importantes dentro de la energía eólica es el trabajo realizado por el alemán Betz, que pudo establecer que el rendimiento de los aerogeneradores puede incrementar con la velocidad de rotación y que su valor del 60% por debajo del mismo se puede verificar mediante su grafica conocida [30]. En Ecuador el proyecto de Villonaco es considerado de los más relevantes en del área de generación renovable en este caso eólico con una capacidad de 16,5MW y con un plan de expansión se convierte en un escenario positivo para una energía sustentable que puede considerarse a futuro como convencional [31].

Se debe establecer una correcta matriz energética para que el MEER pueda considerar un incremento en la producción y construcción de centrales eólicas y el 10% que actualmente se comparte con termoeléctricas pueda subir y tener una equidad ambiental que beneficie al medio ambiente [32].

### ***2.5.1 Producción de energía eléctrica de parques eólicos***

La tecnología llamada gran eólica es la encargada de competir tanto en precio, calidad de energía y producción de acuerdo a la infraestructura, de los proyectos establecidos según el régimen de cada país. Actualmente en las centrales eólicas de generación se tienen aerogeneradores que convierten la energía del movimiento en energía eléctrica y en conjunto ser

distribuida para cubrir con la demanda necesaria [33], [3].

### **2.5.2 Formas de almacenar energía eólica**

Se pretende la creación de proyectos que puedan ayudar a la mejora de la eficiencia global aprovechando las desconexiones que se pueden dar por mantenimiento o por algún caso de manejo primario de las líneas, tratando de incorporar a la red aerogeneradores que puedan absorber dicha generación que se encuentra paralizada, es decir que al momento de tener alguna interferencia el generador eléctrico puede intervenir para aprovechar toda la potencia y mediante un medio de acumulación que tenga la posibilidad de verter en la red en horarios picos, tener una eficiencia y una mejora en la red que distribuye la energía eléctrica [34].

En este caso una de las opciones más sugeridas es la utilización de hidrógeno por electrolisis, es decir obtener a partir del agua el hidrógeno, que se puede obtener mediante un procedimiento de compresión para alcanzar distintos niveles de almacenamiento [34], [35]

Otro tipo de almacenamiento para poder almacenar la energía son los considerados volantes de inercia, que se encargan de almacenar su energía por medio del volante movido por un generador eléctrico que a su vez presenta un componente cilíndrico que puede ser accionado a diferentes velocidades en la que se pueda crear energía limpia y sustentable [34], [36].

## **3 Desarrollo**

La energía eólica se ha establecido como una fuente esencial de energía renovable, contribuyendo significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la diversificación del suministro energético. Sin embargo, uno de los desafíos más significativos que enfrentan los sistemas de generación eólica

es la variabilidad de la velocidad del viento, lo que afecta directamente la confiabilidad y estabilidad del suministro eléctrico.

En la Central Eólica Villonaco, la pérdida de carga producida en los índices de confiabilidad, como el Loss of Load Expectation (LOLE) y el Loss of Load Probability (LOLP), ocasiona un déficit en los valores de potencia y perfiles de voltaje del sistema de generación eólica. Esta situación se agrava debido al incremento constante en la demanda y las exigencias de nuevos clientes residenciales e industriales en el sistema de distribución. La inestabilidad en la generación eólica no solo compromete la garantía de entrega de la energía total necesaria, sino que también afecta la vida útil de los componentes del sistema, incrementando los costos de mantenimiento y operación.

A pesar de los avances en la tecnología de generación eólica, existen limitaciones en la literatura actual respecto a la modelización precisa de las variaciones de velocidad del viento y su impacto en la confiabilidad del sistema. El uso de métodos estadísticos avanzados, como el modelo ARIMA, ofrece una oportunidad para mejorar la predicción de estas variaciones y, por ende, la evaluación de la confiabilidad.

Por lo anterior expuesto, el objetivo de este estudio es simular un parque eólico basado en la Central Eólica Villonaco para evaluar los índices de confiabilidad en el sistema de generación, tomando en cuenta variaciones de velocidad del viento, usando el modelo ARIMA.

Para la modelación del parque eólico, en primer lugar, se presenta la caracterización del recurso eólico, analizando las variaciones en la velocidad del viento y su distribución temporal. A continuación, se procede a caracterizar la carga típica de los usuarios residenciales, identificando los patrones de consumo y las demandas máximas. Seguidamente, se describe el modelo ARIMA, explicando su estructura y los parámetros utilizados para la predicción

de la velocidad del viento. Por último, se detalla la forma de cuantificar los índices de confiabilidad LOLE y LOLP, evaluando tanto la probabilidad de no satisfacer la demanda como la pérdida de carga esperada en el sistema de generación eólica.

### 3.1 Caracterización del recurso eólico

Para analizar el recurso eólico, fue necesario obtener los registros históricos de la velocidad del viento en la zona de estudio, específicamente en el parque eólico Villonaco. Estos registros proporcionan información sobre las variaciones temporales del viento, fundamentales para modelar y predecir la generación de energía eólica con precisión. El análisis de estos datos permite identificar patrones y tendencias esenciales para evaluar la confiabilidad del sistema de generación eólica.

Para obtener estos datos, se hizo uso de la plataforma de la NASA, que permite descargar registros históricos horarios, mensuales y anuales de la velocidad del viento, a una altura determinada. En este contexto todas las mediciones se recopilaron a una altura de 10 metros. Esta plataforma proporciona datos precisos y actualizados, indispensables para la modelación del recurso eólico. Gracias a su utilización, se logró reunir una base de datos robusta de todo un año, la cual, facilita el análisis y la caracterización detallados del recurso eólico en el parque Villonaco.

#### 3.1.1 Velocidad del viento diaria

En la Figura 2 se presente el comportamiento horario de la velocidad del viento. En este sentido, en las primeras horas de la madrugada (12:00 am a 6:00 am), la velocidad del viento es baja, comenzando en 1.41 m/s a la medianoche y disminuyendo a un mínimo de 0.27 m/s alrededor de las 5:00 am. Este periodo de calma nocturna es típico debido a la menor actividad térmica y menor diferencia de temperatura entre el suelo y la atmósfera. A

partir de las 6:00 am, la velocidad del viento comienza a aumentar, alcanzando 1.81 m/s a las 9:00 am. Este aumento continúa de manera constante durante la mañana.

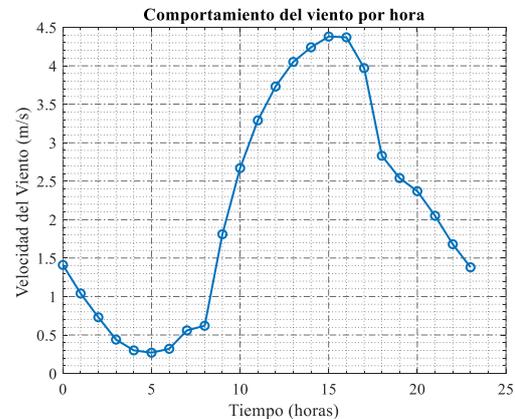


Figura 2. Comportamiento horario de la velocidad del viento, en parque eólico Villonaco.

La tarde muestra el pico de velocidad del viento, con un valor máximo de 4.38 m/s a las 3:00 pm. Este incremento es resultado del calentamiento solar durante el día, que causa una mayor diferencia de temperatura y presión, intensificando la velocidad del viento. Después de este pico, la velocidad del viento comienza a disminuir gradualmente. Para las 6:00 pm, la velocidad ha descendido a 2.83 m/s, y continúa bajando hasta llegar a 1.38 m/s a la medianoche.

Este patrón de variación diurna es esencial para la planificación y operación de aerogeneradores. La máxima producción de energía se espera durante las horas de mayor velocidad del viento (alrededor de las 3:00 pm), mientras que la mínima se produce durante las horas de baja velocidad (madrugada y noche). Comprender este patrón permite optimizar la generación y el almacenamiento de energía, ajustando las operaciones para maximizar la eficiencia y programar el mantenimiento en períodos de menor actividad eólica, minimizando así el impacto en la producción energética.

### 3.1.2 Velocidad del viento mensual

El análisis del comportamiento del viento diario durante el mes de enero de 2023, utilizando los datos de velocidad registrados, revela varias tendencias interesantes (ver Figura 3). Los datos muestran la velocidad del viento en metros por segundo para cada día del mes, desde el 1 al 31 de enero. La velocidad del viento varía considerablemente a lo largo del mes, con valores mínimos de 0.81 m/s el día 6 y máximos de 3.59 m/s el día 23. Este rango de variación indica fluctuaciones significativas en las condiciones eólicas diarias.

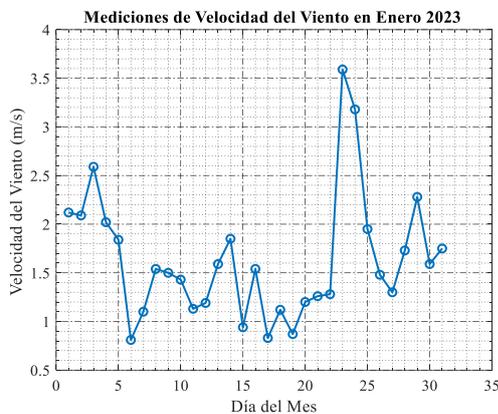


Figura 3. Comportamiento diario de la velocidad del viento, en parque eólico Villonaco.

Durante la primera semana de enero, se observa una disminución gradual en la velocidad del viento. Comenzando con 2.12 m/s el día 1, la velocidad cae a 0.81 m/s el día 6. A partir de este punto, hay un ligero aumento, alcanzando 1.54 m/s el día 8. Este patrón de disminución seguido por un aumento sugiere posibles cambios en las condiciones meteorológicas, como frentes fríos o variaciones en la presión atmosférica.

En la segunda semana de enero, la velocidad del viento se mantiene relativamente constante, fluctuando entre 1.43 m/s y 1.85 m/s. Este periodo de estabilidad sugiere un equilibrio temporal en las condiciones meteorológicas, sin eventos significativos que alteren la

velocidad del viento. Sin embargo, hacia la mitad del mes, hay una notable reducción a 0.94 m/s el día 15, seguido por un aumento a 1.54 m/s el día 16, indicando posibles perturbaciones transitorias.

La tercera semana muestra una mayor variabilidad en las velocidades del viento, con un aumento significativo el día 23 alcanzando 3.59 m/s, el valor más alto registrado en el mes. Este pico podría estar asociado a fenómenos climáticos específicos, como tormentas o frentes atmosféricos intensos. Posteriormente, la velocidad disminuye a 1.95 m/s el día 25, y se mantiene alrededor de este valor hasta el final de la semana, sugiriendo una estabilización después del evento de alta velocidad.

En los últimos días de enero, la velocidad del viento fluctúa nuevamente, terminando el mes con 1.75 m/s el día 31. La variabilidad observada en la velocidad del viento a lo largo del mes de enero resalta la importancia de comprender estos patrones para la planificación de actividades que dependen del viento, como la generación de energía eólica. El análisis de estos datos puede ayudar a prever periodos de alta y baja producción de energía, permitiendo una mejor gestión de los recursos energéticos y la programación eficiente del mantenimiento de aerogeneradores.

### 3.1.3 Velocidad del viento mensual

El análisis del comportamiento del viento mensual durante el año 2023, utilizando los datos de velocidad registrados, muestra variaciones interesantes a lo largo de los doce meses (ver Figura 4). Los meses están representados por sus abreviaturas en español: ENE, FEB, MAR, ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT, NOV y DIC. Las velocidades del viento están en metros por segundo y presentan un rango de 1.5 m/s a 3.61 m/s, indicando una variabilidad significativa en las condiciones eólicas anuales.

En enero (ENE), la velocidad del viento es de 2.2 m/s, lo que muestra un comienzo moderado para el año. Sin embargo, en febrero (FEB) y marzo (MAR), las velocidades disminuyen a 1.57 m/s y 1.5 m/s respectivamente, sugiriendo condiciones de viento relativamente calmadas durante los últimos meses del invierno. Con la llegada de la primavera, en abril (ABR), la velocidad del viento aumenta nuevamente a 2.12 m/s, reflejando el inicio de un periodo de mayor actividad eólica.

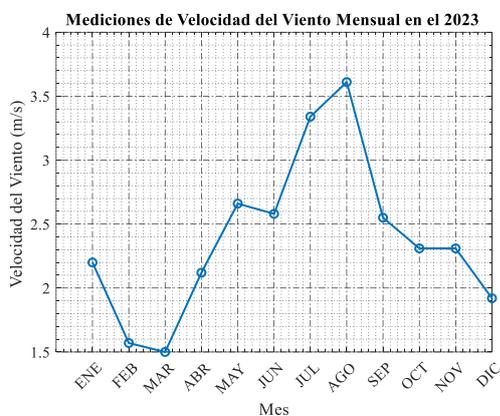


Figura 4. Comportamiento mensual de la velocidad del viento, en parque eólico Villonaco.

Mayo (MAY) y junio (JUN) muestran un incremento adicional en las velocidades del viento, con 2.66 m/s y 2.58 m/s respectivamente. Este aumento puede estar asociado con los cambios estacionales y la transición hacia el verano. En julio (JUL) y agosto (AGO), se observan las velocidades más altas del año, con 3.34 m/s y 3.61 m/s respectivamente. Estos valores sugieren que el verano es la época de mayor actividad eólica, posiblemente debido al calentamiento solar y las condiciones atmosféricas favorables.

En septiembre (SEP), la velocidad del viento disminuye a 2.55 m/s, marcando el comienzo de una tendencia descendente a medida que el año avanza hacia el otoño. Octubre (OCT) y noviembre (NOV) mantienen una velocidad constante de 2.31 m/s, lo que indica una estabilidad relativa en

las condiciones eólicas durante estos meses. Finalmente, en diciembre (DIC), la velocidad del viento disminuye a 1.92 m/s, cerrando el año con condiciones más calmadas comparadas con los meses de verano.

### 3.1.4 Velocidad del viento anual

El análisis del comportamiento anual del viento desde el 2014 hasta el 2022 revela variaciones significativas en las velocidades del viento registradas cada año (ver Figura 5). Los datos de velocidad anual están en metros por segundo y oscilan entre 2.37 m/s y 3.05 m/s, lo que indica fluctuaciones en las condiciones eólicas a lo largo de los nueve años. En 2014, la velocidad del viento fue de 2.73 m/s, estableciendo un punto de referencia para los años siguientes.

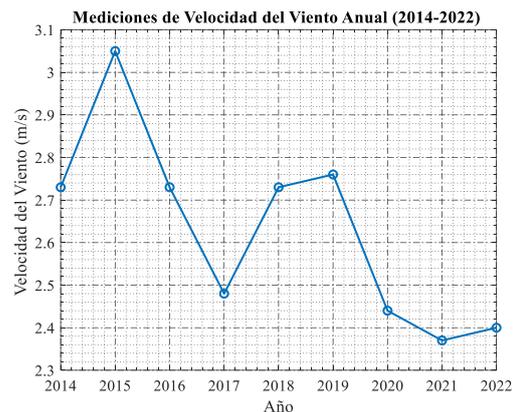


Figura 5. Comportamiento anual de la velocidad del viento, en parque eólico Villonaco.

En 2015, se observa un aumento significativo en la velocidad del viento, alcanzando 3.05 m/s, el valor más alto registrado en este período. Este incremento podría estar asociado a fenómenos climáticos específicos o variaciones estacionales más intensas. Sin embargo, en 2016, la velocidad del viento retorna a 2.73 m/s, sugiriendo un posible retorno a condiciones más típicas después de un año excepcionalmente ventoso.

El año 2017 muestra una disminución en la velocidad del viento a 2.48 m/s, marcando el valor más bajo registrado en el período

analizado. Esta tendencia de disminución continúa de manera gradual hasta 2022, con algunas fluctuaciones menores. En 2018 y 2019, la velocidad del viento vuelve a 2.73 m/s y 2.76 m/s respectivamente, indicando una ligera recuperación.

A partir de 2020, se observa una tendencia descendente más clara. En 2020, la velocidad del viento disminuye a 2.44 m/s, y en 2021 y 2022, sigue bajando a 2.37 m/s y 2.4 m/s respectivamente. Estos valores sugieren una disminución general en las velocidades del viento en los últimos años del período analizado.

Este análisis de los datos anuales de velocidad del viento desde 2014 hasta 2022 destaca la importancia de comprender las tendencias a largo plazo para la planificación y gestión de proyectos de energía eólica. La variabilidad interanual puede afectar la producción de energía, y conocer estos patrones permite una mejor planificación para optimizar la generación y almacenamiento de energía.

### 3.2 Análisis estadístico del recurso eólico

Este análisis es importante para comprender la variabilidad y el comportamiento del viento en el parque eólico Villonaco a lo largo del año 2023. Este análisis permite identificar patrones temporales y espaciales en la velocidad del viento, proporcionando una base sólida para la modelación y predicción de la generación de energía eólica. Utilizando registros históricos de velocidad del viento obtenidos de la plataforma de la NASA, se puede realizar un estudio detallado de las frecuencias de velocidad y aplicar la distribución de Weibull para describir adecuadamente la distribución de los datos. A continuación, se describen los métodos y resultados del análisis estadístico, incluyendo el ajuste de la velocidad del viento a la altura deseada, la caracterización de las frecuencias de

velocidad y la aplicación de la distribución de Weibull.

Todos los datos recopilados de la plataforma de la NASA corresponden a mediciones de velocidad del viento a una altura de 10 metros. Sin embargo, para obtener una estimación precisa de la velocidad del viento a la altura de la góndola del aerogenerador, que en este caso es de 65 metros [37], es necesario ajustar estos datos. Para ello, se utiliza la ley exponencial de Hellman, que permite extrapolar la velocidad del viento desde una altura conocida a otra. Esta ley considera factores como la rugosidad del terreno y proporciona una fórmula confiable para realizar la conversión de los datos. Al aplicar la ley de Hellman, se puede determinar con mayor precisión la velocidad del viento a 65 metros, lo cual es fundamental para el análisis de la generación eólica del parque eólico Villonaco. La ecuación de Hellman se expresa mediante la Ecuación (9).

$$V(z) = V(z_0) * \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha \quad (9)$$

En este sentido,  $V(z)$  es la velocidad del viento a la altura  $z$ ,  $V(z_0)$  corresponde a la velocidad del viento a la altura de referencia  $z_0$ , y  $\alpha$  es el exponente de Hellman, que depende de la rugosidad del terreno. Para el caso del parque eólico Villonaco, el exponente de Hellman corresponde a 0.14, debido a que se trata de un terreno llano y abierto [38].

#### 3.2.1 Análisis de las frecuencias del viento durante todo el año

El análisis de los datos correspondientes a la velocidad del viento y sus respectivas frecuencias proporciona una visión detallada de la distribución de la velocidad del viento en un período de un año (ver Figura 6). La velocidad del viento se mide en intervalos pequeños, y las frecuencias

indican cuántas veces se registró una velocidad específica.

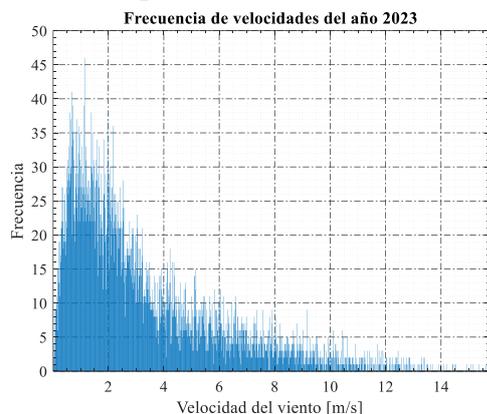


Figura 6. Frecuencias de velocidades del viento de recurso eólico del parque Villonaco.

En los primeros registros, las velocidades del viento comienzan en valores bajos, como 0.02599189 m/s con una frecuencia de 2, y aumentan gradualmente. Se observan picos significativos en las frecuencias a medida que avanzan los datos. Por ejemplo, la velocidad de 0.272914848 m/s tiene una frecuencia de 17, lo que indica que esta velocidad se ha registrado numerosas veces, destacándose en el conjunto de datos.

A medida que la velocidad del viento aumenta, las frecuencias muestran variaciones. Por ejemplo, a velocidades de 0.584817532 m/s y 0.623805368 m/s, las frecuencias alcanzan 33 y 27 respectivamente, indicando períodos con vientos moderadamente fuertes que ocurren con cierta regularidad. Estos picos pueden ser cruciales para identificar patrones estacionales o diarios en el comportamiento del viento.

En el rango de velocidades más altas, como 1.741456651 m/s, la frecuencia es de 23, y en 2.707283255 m/s, la frecuencia es de 16. Estos valores más altos con frecuencias apreciables indican eventos de viento fuerte que son menos comunes pero significativos para el análisis de energía eólica.

Las frecuencias también muestran algunas velocidades del viento con valores extremos en las mediciones más altas, como 3.380937631 m/s con una frecuencia de 16.

Este tipo de datos es esencial para entender los eventos de viento extremos y sus impactos potenciales en la infraestructura. Finalmente, al observar el conjunto completo de datos, se puede notar que hay una gran variabilidad en las velocidades del viento y sus frecuencias asociadas.

### 3.2.2 Análisis de la probabilidad de Weibull

La Figura 7, correspondiente a la probabilidad de Weibull, muestra la distribución de la velocidad del viento en función de su probabilidad de ocurrencia. El eje horizontal representa la velocidad del viento en metros por segundo (m/s), mientras que el eje vertical representa la probabilidad  $p(v)$  al alcanzar dichas velocidades. La distribución de Weibull caracteriza la variabilidad del viento y permite prever su comportamiento.

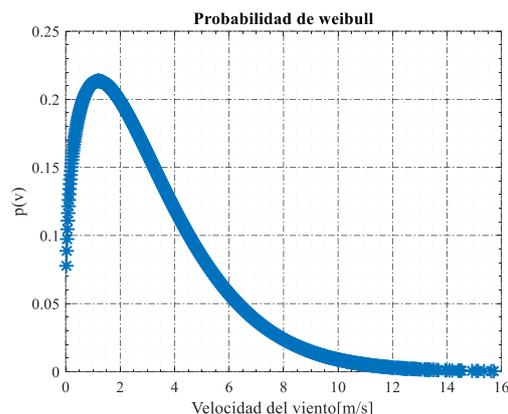


Figura 6. Probabilidad de Weibull de recurso eólico del parque Villonaco.

En la parte inicial del gráfico, se observa un rápido incremento en la probabilidad conforme aumenta la velocidad del viento, alcanzando un pico cercano a los 2 m/s. Esto indica que las velocidades bajas de viento tienen una alta probabilidad de ocurrencia, información crucial para el dimensionamiento de turbinas eólicas, ya que sugiere que las velocidades más bajas son las más comunes.

Después del pico, la probabilidad disminuye gradualmente a medida que la

velocidad del viento aumenta. Esta disminución refleja que las velocidades de viento más altas son menos frecuentes. Por ejemplo, velocidades superiores a los 8 m/s tienen una probabilidad significativamente menor de ocurrencia, lo que indica que los eventos de viento fuerte son raros en comparación con los vientos más suaves.

El gráfico también muestra que las velocidades extremadamente altas, superiores a los 12 m/s, tienen una probabilidad muy baja de ocurrencia. Este aspecto es importante para la seguridad y durabilidad de las instalaciones eólicas, ya que sugiere que las estructuras no necesitan ser diseñadas para resistir vientos extremadamente fuertes con frecuencia, aunque deben estar preparadas para estos eventos poco frecuentes.

### 3.2.3 *Análisis de distribución de frecuencias acumuladas*

La Figura 7, asociada a la distribución de frecuencias acumuladas, muestra la frecuencia relativa acumulada  $F(i)$  de la velocidad del viento en función de su magnitud. En el eje horizontal se representa la velocidad del viento en metros por segundo (m/s), y en el eje vertical se muestra la frecuencia relativa acumulada. Este gráfico es necesario para entender cómo se distribuyen las velocidades del viento a lo largo del tiempo.

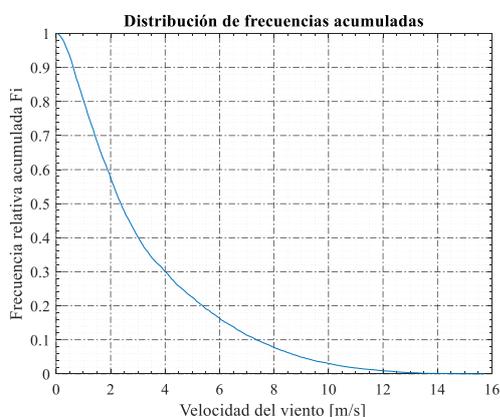


Figura 7. Distribución de frecuencias acumuladas correspondiente al recurso eólico del parque Villonaco.

Al observar el gráfico, se puede notar que, al principio, la frecuencia acumulada se incrementa rápidamente, lo que indica que las velocidades bajas de viento son muy comunes. Aproximadamente el 90% de las velocidades del viento registradas están por debajo de los 3 m/s, lo cual es un dato significativo para la planificación y diseño de proyectos eólicos, ya que señala que la mayor parte del tiempo se tiene viento de baja velocidad.

A medida que aumenta la velocidad del viento, la pendiente del gráfico disminuye, reflejando que las velocidades más altas son menos frecuentes. Por ejemplo, se puede observar que las velocidades de viento superiores a 8 m/s son relativamente raras, ya que la frecuencia acumulada se acerca lentamente a 1.

La curva suavemente ascendente hacia la derecha indica que, aunque las velocidades del viento pueden alcanzar valores más altos, estas ocurrencias son menos frecuentes. Esta información es esencial para la calibración de modelos y la planificación de operaciones, ya que permite predecir con qué frecuencia se pueden esperar vientos de ciertas velocidades.

El análisis del gráfico revela que la mayor parte del potencial eólico se concentra en velocidades bajas y medias, lo cual tiene implicaciones directas en el tipo de turbina empleada.

### 3.2.4 *Curva de potencia con recurso eólico analizado*

Una vez analizado el recurso eólico y conocidas las características técnicas de las turbinas instaladas en el parque eólico Villonaco, es posible evaluar la curva de potencia utilizando los datos históricos de velocidad del viento del año 2023. Esto implica determinar la potencia teórica que se puede obtener con la turbina modelo GW70/1500 IEC IA/S, basándose en las velocidades del viento registradas durante dicho año.

El primer paso en el cálculo de la potencia máxima de una turbina eólica es conocer el diámetro del rotor. En este caso, se utiliza un rotor con un diámetro de 70.3 metros [37]. Este diámetro es importante porque determina el área barrida por las palas del rotor, que es directamente proporcional a la cantidad de energía eólica capturada. Cuanto mayor sea el diámetro, mayor será el área barrida y, por tanto, mayor será la cantidad de energía que la turbina puede convertir en electricidad.

Una vez conocido el diámetro del rotor, se calcula el área barrida por las palas. Esta área es la superficie circular que las palas describen al girar y se determina utilizando la Ecuación 10.

$$A_r = \pi * \left(\frac{D}{2}\right)^2 \quad (10)$$

Sustituyendo el diámetro dado, se obtiene un área aproximada de 3883.42 metros cuadrados. Este valor es fundamental, ya que el área barrida es un factor clave en la cantidad de energía cinética del viento que puede ser capturada. Cuanto mayor sea el área, más energía del viento puede interceptar la turbina, aumentando así la producción potencial de energía.

Por su parte, el coeficiente de potencia, denotado como  $cp$ , es un factor de eficiencia que indica la fracción de la energía cinética del viento que la turbina puede convertir en energía mecánica. Para esta turbina, se utiliza un  $cp$  de 0.4, lo que significa que el 40% de la energía del viento que pasa a través del área barrida se convierte en energía útil. Este coeficiente depende del diseño de la turbina, incluyendo la forma de las palas y la aerodinámica general del rotor. Un  $cp$  de 0.4 es bastante eficiente y refleja un diseño optimizado para maximizar la captura de energía eólica.

La densidad del aire ( $p$ ) es otro factor necesario en el cálculo de la potencia eólica. Se utiliza un valor estándar de  $1.225 \text{ kg/m}^3$ ,

correspondiente a las condiciones a nivel del mar a 15 grados Celsius. La densidad del aire puede variar con la altitud y la temperatura, pero este valor proporciona una buena estimación para la mayoría de los cálculos. La densidad del aire afecta directamente a la cantidad de energía disponible en el viento; a mayor densidad, mayor cantidad de energía por unidad de volumen de aire en movimiento.

La potencia máxima, en base a cada registro de velocidad del viento, se calcula mediante la Ecuación 11.

$$p_{max} = \frac{1}{2} * p * A_r * v^3 * cp \quad (11)$$

El valor de  $p_{max}$  representa la capacidad máxima de generación de la turbina bajo las condiciones específicas de velocidad del viento y características técnicas. En este sentido, en la Figura 8 se presenta la potencia máxima que puede generar la turbina en mención, bajo el recurso eólico analizado del año 2023.

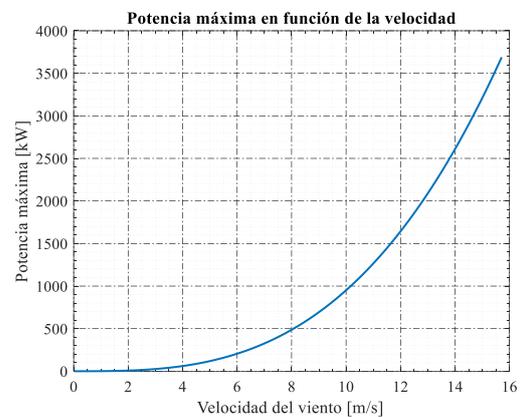


Figura 8. Potencia máxima de la turbina GW70/1500 IEC IA/S con recurso eólico analizado del año 2023 del parque Villonaco.

En la Figura 8, a velocidades de viento bajas (entre 2.5 y 4 m/s), la potencia generada es relativamente baja, incrementándose ligeramente con la velocidad. A medida que la velocidad del viento aumenta de 4 a 8 m/s, la potencia comienza a incrementarse de manera más notable. Al alcanzar velocidades mayores (entre 8 y 12 m/s), la

curva se eleva de manera más pronunciada, indicando que la potencia generada se incrementa exponencialmente. Finalmente, a velocidades superiores a 12 m/s, la potencia generada por la turbina alcanza valores muy altos, llegando a superar los 3500 kW a 16 m/s.

### 3.2 Caracterización de la demanda

El análisis de la carga se realiza en base a un estudio en el que se obtienen curvas de carga de usuarios residenciales de la ciudad de Loja [39]. Este estudio recoge datos detallados sobre el consumo de electricidad en distintos hogares, permitiendo identificar patrones de demanda, así como, variaciones diarias y estacionales en el uso de energía. Las curvas de carga proporcionan una representación gráfica de la demanda de electricidad a lo largo del tiempo, lo que facilita la comprensión de los picos de consumo y las horas de menor demanda. El análisis del comportamiento de la demanda diaria de la ciudad de Loja, basado en los datos proporcionados y expresados en kilovatios (kW), revela una variación significativa a lo largo del día (ver Figura 9).

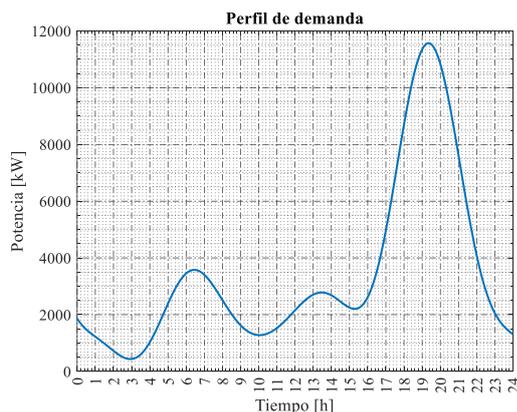


Figura 9. Curva de demanda de la ciudad de Loja según estudio citado.

La demanda comienza en un nivel elevado de 1861.927 kW a medianoche, disminuyendo de manera constante hasta alcanzar un mínimo de 726.409 kW alrededor de las 8:00 am. Este patrón inicial

sugiere una disminución en el consumo energético durante las horas nocturnas, cuando la mayoría de las actividades comerciales y residenciales están en reposo. A partir de las 8:00 am, la demanda comienza a incrementarse, reflejando el inicio de las actividades diarias. Este aumento continúa de manera sostenida, alcanzando un primer pico significativo de aproximadamente 1,588.268 kW a las 4:00 pm. Este patrón es indicativo del aumento en el consumo energético debido a las operaciones comerciales y el uso residencial durante las horas laborables y escolares.

Posteriormente, la demanda muestra una segunda fase de crecimiento más pronunciada, alcanzando su máximo valor de 11851.161 kW alrededor de las 7:00 pm. Este pico es típico de la alta actividad residencial y comercial en las horas posteriores al trabajo, cuando las familias regresan a sus hogares y las actividades comerciales siguen activas. Después de este punto, la demanda empieza a disminuir nuevamente, aunque a un ritmo más lento, alcanzando 13064.499 kW a las 12:00 am. La observación de un segundo incremento significativo en la demanda diaria sugiere que hay una segunda ola de actividades, posiblemente relacionadas con el uso residencial intensivo, que incluye el uso de electrodomésticos, iluminación y calefacción. Esta tendencia de alta demanda en la tarde-noche es común en áreas urbanas donde las actividades diarias alcanzan su máximo después del horario laboral.

### 3.3 Modelo ARIMA

La ventaja de utilizar la predicción por parte del modelo Arima se argumenta en la necesidad de no almacenar distintas series de datos, es decir distintas variables, que estén referenciadas al mismo periodo de tiempo, en este caso se ahorra todo lo que conforma la identificación y la característica del modelo, es decir que al tomar datos de las velocidades que provee

el clima en Loja se puede determinar mediante el modelo como sería una proyección a futuro de la comparativa con la generación eólica.

Se elevará el porcentaje de los niveles de confiabilidad LOLP y LOLE en cuanto a las oscilaciones de la velocidad del viento, para reducir consecuentemente los gastos innecesarios por la puesta en funcionamiento de aerogeneradores, identificando los periodos en el tiempo donde el viento no cumple con la velocidad máxima para que el aerogenerador produzca su máxima potencia.

### 3.2.5 Diagrama de flujo del modelo ARIMA

Para una mejor comprensión del método Arima para predicciones de la velocidad del viento en generación eólica se puede utilizar en este caso la utilización de Matlab con ayuda de la ejecución de Econometrics model, que permite ingresar mediante el registro de datos de Excel las distintas velocidades de viento para que sean analizadas y obtener un valor específico que permita la comparación con los índices de confiabilidad y obtener una buen calidad y eficiencia de resultados que favorezcan a la red o sistema eléctrico. El modelo Arima se puede resumir mediante el diagrama de flujo de la Figura 10.

El estudio de la función objetivo se concentra fundamentalmente en la estimación de la velocidad del viento que puede tener un sistema de generación eólico en este caso Villonaco en la provincia de Loja. Como restricciones que se pueden incluir dentro de la función objetivo es mantener los niveles de voltaje dentro los límites operacionales del sistema, además de utilizar los valores de velocidad del viento de manera anual, semanal y diaria para un mejor entendimiento de los resultados que puedan tener a futuro la generación eólica.

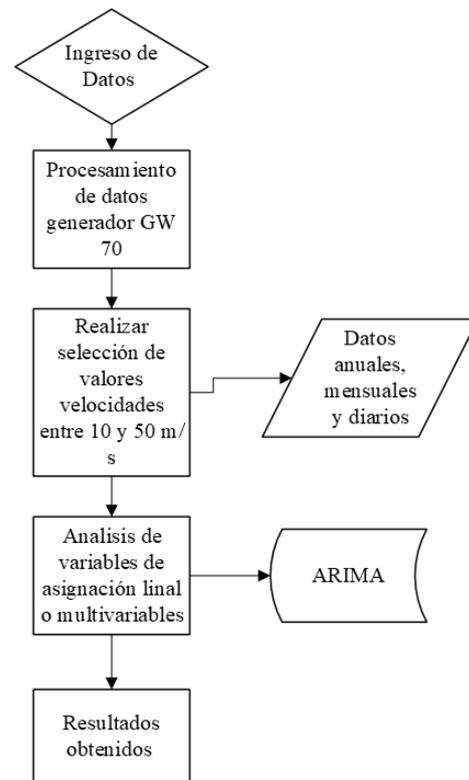


Figura 10. Diagrama de flujo modelo Arima

### 3.2.6 Modelamiento matemático de ARIMA

La determinación del análisis de predicción de la velocidad del viento considerando el modelo Arima en conjunto con la utilización de índices de confiabilidad, se puede desarrollar con la implementación de la recopilación de datos de la central eólica de Villonaco mediante la identificación geográfica que en este caso es la ciudad de Loja. Se realiza un análisis argumentativo de todos los datos obtenidos para poder comprender sus características y la unidad de las cuales se pretende utilizar.

Para la modelación en conjunto con la predicción de Arima se utiliza las siguientes ecuaciones Gaussianas para el intervalo de orden jerárquico 1 y 2 como se muestra a continuación:

La ecuación Gaussiana para el orden jerárquico para resultados de modelo Arima si tiene para el nivel 1:

$$(1 - \phi_1 L)(1 - L)y_1 = c + (1 + \theta_1 L)\varepsilon_1 \quad (12)$$

Para el orden jerárquico de nivel 2 se muestra:

$$(1 - \phi_1 L - \phi_2 L^2)(1 - L)y_1 = c + (1 + \theta_1 L + \theta_2 L^2)\varepsilon_1 \quad (13)$$

Se utiliza el modelo ARIMA mediante la utilización del programa computacional de Matlab, y se obtienen valores que se analiza mediante los índices LOLE y LOLP para una predicción favorable a la generación del viento.

Se pretende realizar un ajuste de los parámetros dentro del algoritmo computacional como en este caso sea la metodología de los mínimos cuadrados. Lo que se espera es que con los resultados obtenidos se proporcione una comprensión adecuada de los métodos autorregresivos para la predicción de variables climáticas en este caso el viento.

Se puede realizar predicciones de resultados a corto y largo plazo evaluando su condición mediante los índices de confiabilidad y obtener un resultado que sea favorable para las gestiones en su planificación que en este caso es para energías renovables, pero también puede ser aplicado en el área de la agricultura y en la gestión de desastres naturales.

Tabla 2. Variables que se utilizan en el modelo ARIMA

Variables	Descripción
Orden autorregresivo	Intervalo 1-2
Grado de integración	Intervalo 1-2
Orden de media móvil	Intervalo 1-2
Modelo de Ecuación	Gaussiana
Periodo	Tiempo de las velocidades de viento

### 3.4 Caso de estudio

Como caso de estudio se utiliza el parque eólico Villonaco, específicamente los generadores Goldwind (GW70/1500 IEC IA/S) (ver Tabla 3). Este parque cuenta con

11 aerogeneradores de este modelo (ver Figura 11), cada uno con una potencia nominal de 1,5 MW, sumando una capacidad total de 16,5 MW. El aerogenerador GW70 tiene una góndola de 50 toneladas y un rotor de 28 toneladas. Su rotor opera con una velocidad mínima de 10.2 vueltas por minuto y una velocidad máxima de 19 vueltas por minuto. La velocidad mínima del viento para el funcionamiento operativo es de 2.5 m/s, con una velocidad nominal de 14 m/s y una velocidad máxima de 25 m/s. Este generador tipo SYNC PM tiene una tensión de salida de 690 V y una altura de góndola que varía entre 65 y 100 metros. Estos parámetros son cruciales para el análisis de datos y la modelación del recurso eólico en el parque Villonaco.

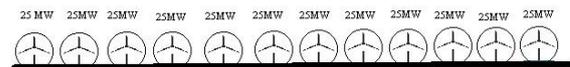


Figura 11. Modelo del parque eólico.

Tabla 3. Datos de aerogenerador Goldwind en central eólica de Villonaco [37]

Categoría	Especificación
<b>Datos Generales</b>	
Fabricante	Goldwind (China)
Modelo	GW70/1500
Potencia nominal	1500 kW
Diámetro del rotor	70.3 m
Área de barrido	3882 m <sup>2</sup>
<b>Rotor</b>	
Velocidad mínima del rotor	10.2 vueltas/min
Velocidad máxima del rotor	19 vueltas/min
Velocidad mínima del viento (corte)	2.5 m/s
Velocidad nominal del viento	14 m/s
Velocidad máxima del viento	25 m/s
<b>Generador</b>	
Tipo	SYNC PM
Tensión de salida	690 V

La Figura 2 muestra la curva de potencia del aerogenerador GW70/1500 en función de la velocidad del viento. Donde, la velocidad de corte, que es la velocidad mínima a la que el aerogenerador comienza a generar energía, es de 2.5 m/s. A esta velocidad, el aerogenerador produce una potencia de 10 kW. Para velocidades de viento inferiores a 2.5 m/s, no existe generación de potencia, es decir, la potencia es de 0 kW.

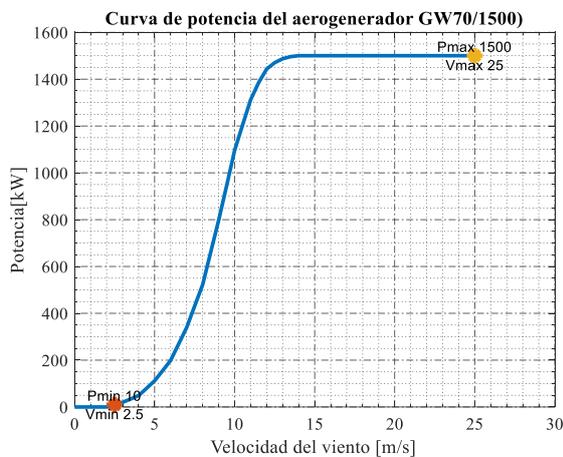


Figura 11. Curva de potencia del generador eólico Generador Goldwind

A medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada se incrementa rápidamente hasta llegar a su potencia máxima (Pmax) de 1500 kW, alcanzada a una velocidad del viento de 25 m/s (Vmax). Entre la velocidad de corte y la velocidad nominal del viento de 14 m/s, la potencia crece exponencialmente, lo que indica una alta eficiencia en la conversión de energía eólica a eléctrica en este rango de velocidades. Después de alcanzar la potencia máxima, la curva se estabiliza, lo que refleja la capacidad del aerogenerador para limitar la potencia generada y proteger sus componentes a velocidades de viento superiores.

## 4 Análisis de resultados

En este sentido, se propone el análisis de dos escenarios distintos para evaluar la

confiabilidad del parque eólico Villonaco. En el primer escenario, se analiza la potencia proporcionada por los aerogeneradores junto con el despacho de la demanda sin considerar el modelo de predicción ARIMA, utilizando únicamente los datos históricos de velocidad del viento del año 2023. En el segundo escenario, se emplea el mismo sistema, pero incorporando el modelo ARIMA para predecir la velocidad del viento y ajustar la operación del parque. En ambos escenarios, se calcularán los índices de confiabilidad LOLE y LOLP para comparar la efectividad del modelo predictivo en mejorar la confiabilidad del sistema. Este análisis permitirá identificar cómo las predicciones precisas de velocidad del viento pueden optimizar la generación de energía eólica y satisfacer la demanda energética de manera eficiente.

### 4.1 Escenario 1: generación eólica sin ARIMA

La Figura 12, que muestra el perfil de demanda, ilustra cómo varía la potencia requerida por los usuarios residenciales a lo largo del día en el parque eólico Villonaco. Se observa que la demanda es baja durante las primeras horas de la mañana, con un incremento gradual hasta alcanzar un primer pico alrededor de las 6 de la mañana.

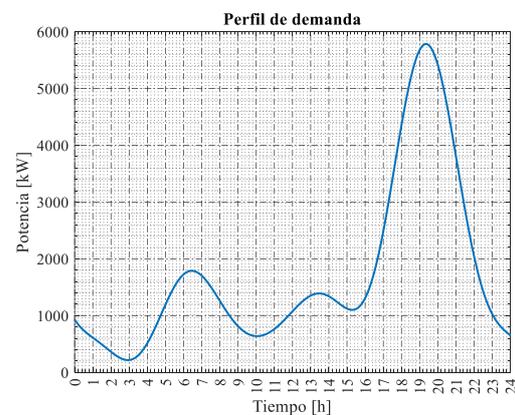


Figura 12. Resultados del comportamiento de la demanda durante un día.

Posteriormente, la demanda se estabiliza con leves fluctuaciones hasta aproximadamente las 17 horas, momento en el cual se experimenta un aumento significativo que culmina en un pico máximo cercano a las 19 horas con una potencia de aproximadamente 6000 kW. Este comportamiento refleja los hábitos de consumo residencial, donde la mayor demanda de energía coincide con las horas de la tarde y noche, cuando los residentes están en casa utilizando aparatos eléctricos y calefacción.

#### 4.1.1 Análisis del Perfil de Viento

La Figura 13 presenta el perfil de viento, detallando las variaciones en la velocidad del viento a lo largo de un día típico en el parque eólico Villonaco. La velocidad del viento comienza baja durante las primeras horas del día, incrementando gradualmente hasta alcanzar su pico máximo alrededor de las 14 horas, con una velocidad de aproximadamente 4.5 m/s. Luego, la velocidad del viento disminuye lentamente hacia la noche. Este patrón es común en zonas donde las condiciones meteorológicas producen vientos más fuertes en las horas centrales del día debido a la radiación solar y otros factores atmosféricos. Estos datos se emplearon para la simulación del parque eólico

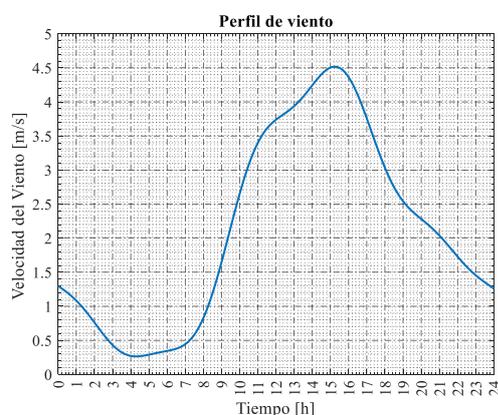


Figura 13. Perfil del viento usado para la simulación.

#### 4.1.2 Análisis de la Potencia Despachada

La Figura 14, que muestra la potencia despachada, refleja la cantidad de energía que el parque eólico Villonaco puede suministrar en función de la velocidad del viento observada. Inicialmente, la potencia despachada es muy baja durante las primeras horas del día debido a las bajas velocidades del viento. Conforme la velocidad del viento aumenta, la potencia despachada también incrementa, alcanzando un máximo alrededor de las 14 horas con una potencia de aproximadamente 6 MW. Esta correlación directa entre la velocidad del viento y la potencia generada destaca la dependencia del sistema de generación eólica en las condiciones meteorológicas. Sin un modelo predictivo como ARIMA, el sistema puede enfrentar dificultades para coincidir con los picos de demanda observados en la primera gráfica, particularmente durante las horas de alta demanda nocturna, lo que subraya la necesidad de técnicas avanzadas de predicción para optimizar la confiabilidad del suministro.

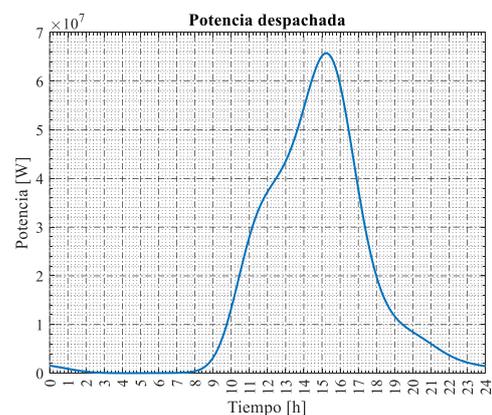


Figura 14. Potencia despachada en un día.

Por otro lado, el análisis de los índices de confiabilidad LOLE y LOLP, calculados a partir de los resultados de la simulación y proyectados para todo el año, revela importantes aspectos sobre la fiabilidad del suministro eléctrico del parque eólico Villonaco. El índice LOLP indica un 27%,

lo que sugiere que hay una probabilidad significativa de que la demanda no pueda ser satisfecha en algún momento del año. Por otro lado, el LOLE se estima en 399 horas al año, indicando el número esperado de horas en las que el sistema experimentará fallos de suministro.

#### 4.2 Escenario 2: generación eólica con ARIMA

Para el análisis, en el cual se implementa el modelo ARIMA, se utiliza el mismo gráfico de perfil de demanda del escenario anterior, ya que la demanda energética de los usuarios residenciales en el parque eólico Villonaco permanece constante. Sin embargo, las gráficas de perfil de viento y de potencia despachada presentan diferencias significativas debido a la inclusión del modelo de predicción ARIMA.

La Figura 15 muestra el perfil de viento con la implementación del modelo ARIMA en el parque eólico Villonaco. Esta gráfica ilustra cómo la predicción ajustada de la velocidad del viento varía a lo largo de un día típico. Comparado con los datos históricos sin el modelo ARIMA, se observa un aumento en la precisión y suavidad de las variaciones de velocidad, alcanzando un máximo de aproximadamente 5.5 m/s alrededor de las 14 horas.

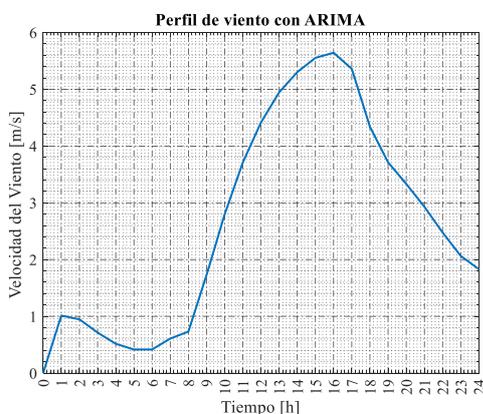


Figura 15. Perfil del viento usado para la simulación considerando modelo ARIMA.

La Figura 16 presenta la potencia despachada con la implementación del modelo ARIMA en el parque eólico Villonaco. Con la predicción ajustada de la velocidad del viento, la potencia despachada muestra una curva más definida y estable en comparación con el escenario sin ARIMA. La potencia alcanza su máximo alrededor de las 15 horas, con un valor cercano a  $2.2 \times 10^8$  W. Este aumento significativo en la potencia despachada refleja la efectividad del modelo ARIMA en anticipar las variaciones del viento y ajustar la operación del parque en consecuencia.

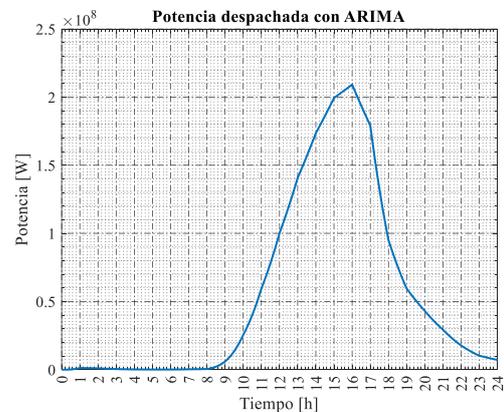


Figura 16. Potencia despachada en un día considerando el modelo de predicción ARIMA.

La capacidad de predecir y adaptar la generación de energía permite una mejor alineación con la demanda energética, reduciendo la probabilidad de pérdida de carga y mejorando los índices de confiabilidad LOLE y LOLP del sistema. En este sentido, el LOLE describe un valor de 14 horas, mientras que el LOLP es del 3%.

#### 4.3 Análisis comparativo

La Figura 17 muestra la comparación de los índices LOLE) entre el escenario sin ARIMA y el escenario con ARIMA. Se observa que en el escenario sin ARIMA, el LOLE es significativamente alto, alcanzando aproximadamente 400 horas, lo que indica una alta expectativa de pérdida

de carga debido a la variabilidad del viento sin predicciones precisas. En contraste, al implementar el modelo ARIMA, el LOLE se reduce drásticamente a menos de 50 horas. Esta reducción evidencia la efectividad del modelo ARIMA en mejorar la precisión de las predicciones de velocidad del viento y, por ende, en la planificación de la generación de energía. Al disminuir la expectativa de pérdida de carga, se mejora la confiabilidad del sistema de generación eólica, asegurando un suministro más estable y eficiente de energía.

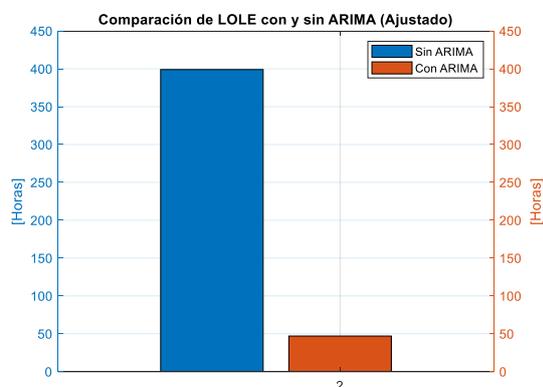


Figura 17. Comparación LOLE

La Figura 18 presenta la comparación de los índices LOLP entre el escenario sin ARIMA y el escenario con ARIMA. En el escenario sin ARIMA, el LOLP se encuentra alrededor del 27%, reflejando una probabilidad relativamente alta de no satisfacer la demanda energética en cualquier momento del año debido a la incertidumbre en la velocidad del viento. Con la implementación del modelo ARIMA, el LOLP se reduce significativamente a menos del 3.2%. Esta disminución sustancial indica que el modelo ARIMA proporciona una mejor capacidad de anticipar y gestionar las variaciones del viento, reduciendo así la probabilidad de pérdida de carga. La aplicación del modelo ARIMA demuestra ser crucial para aumentar la confiabilidad operativa del parque eólico Villonaco,

permitiendo un despacho de energía más confiable y alineado con las demandas del sistema.

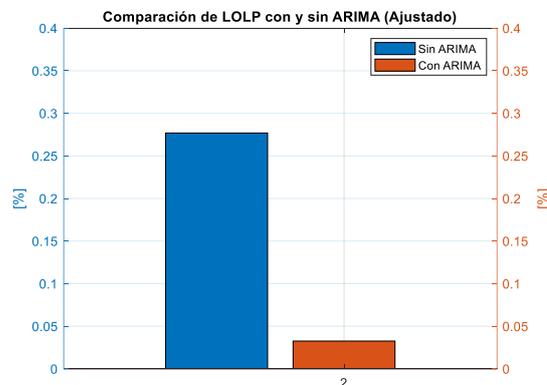


Figura 18. Comparación LOLP

#### 4.4 Análisis del modelo ARIMA

Para el análisis de resultados en primera línea se va a determinar mediante el modelo Arima la predicción de las velocidades de viento en considerables años para tener datos en lo que se pueda plantear a futuro diversos proyectos energéticos y como verificación de resultados para su confiabilidad se plantea como modelo un parque eólico con 12 aerogeneradores de 25,5 MW cada uno con una tasa forzada de salida de 0,08 planificando tener una demanda para 30 años que puede ser considerada la vida útil de una central eólica de energía renovable, de esta forma se plantea un  $LOLE < 0,30$  con una estimación de carga de 100%-85% y demanda del 2% en cada uno de los aerogeneradores y el LOLP con la determinación de las pérdidas de carga que se pueden efectuar.

#### 4.5 Velocidad del viento para datos anuales

Para este caso se toma en cuenta el promedio de las velocidades de viento desde año del 2017 al 2022, se puede evaluar las distintas velocidades de viento para conocer el estado de eficiencia en el que se encuentra el sistema tomando como referencia los datos de velocidad de

Villonaco en la provincia de Loja, mediante el análisis de Arima se puede tener la comparación de la velocidad inicial en 30 y 50 metros con su predicción de velocidad para ser utilizado en el modelo propuesto de generación y obtener datos que puedan ayudar al análisis de confiabilidad para cumplir con los estándares necesarios de los índices.

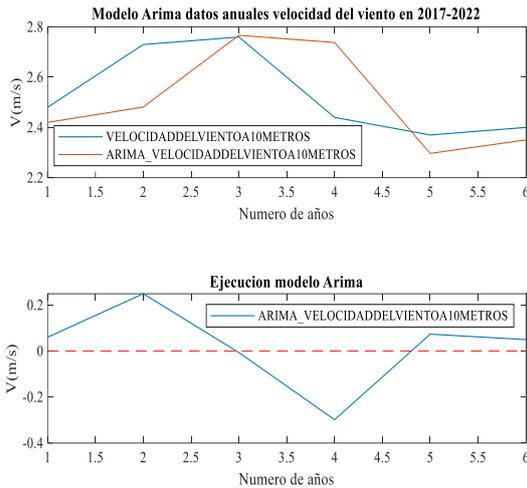


Figura 19. Datos iniciales de velocidad de viento anuales de 10 y 50 m.

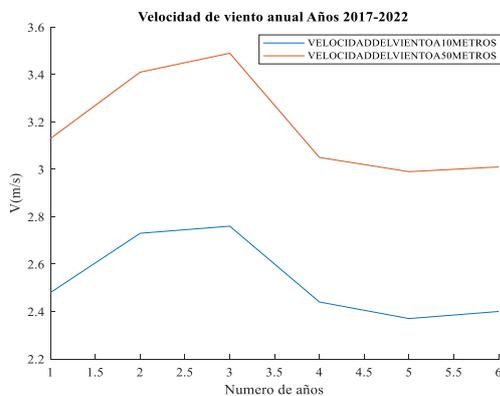


Figura 20. Datos Arima de velocidad de viento anuales de 10m

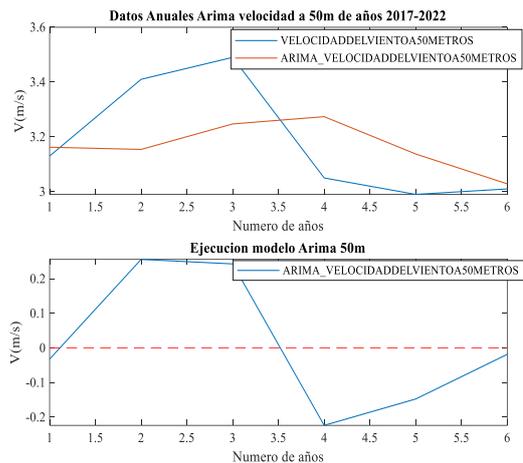


Figura 21. Datos Arima de velocidad de viento anuales de 50m

Se puede observar el proceso del modelo Arima para la estimación de velocidades de viento para un periodo anual que considera los años 2017-2022

#### 4.6 Velocidad del viento para datos mensuales

De igual manera que para el caso anterior se analiza las velocidades de viento durante el periodo de 12 meses para conocer los diversos parámetros y datos que se pueden obtener mediante el modelo Arima.

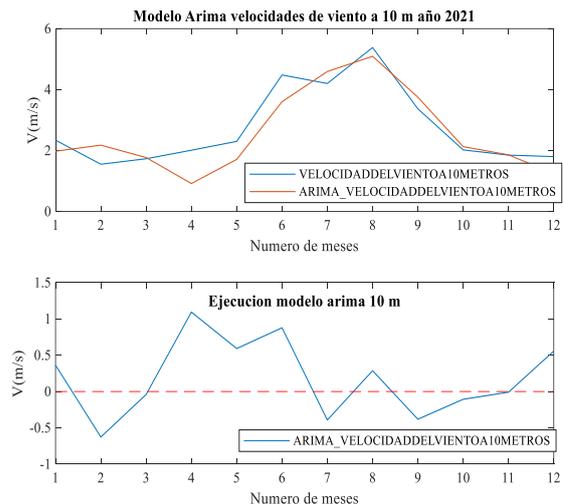


Figura 22. Datos iniciales de velocidad de viento mensuales de 10 y 50 m

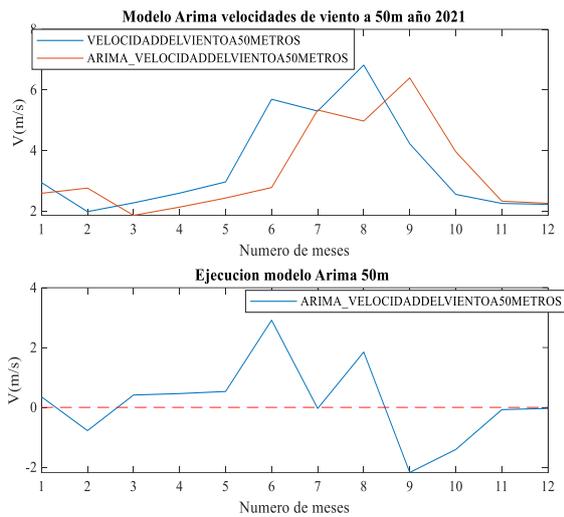


Figura 23. Datos Arima de velocidad de viento mensuales de 50m

Se puede observar el proceso del modelo Arima para la estimación de velocidades de viento para un periodo mensual que considera el año 2021.

#### 4.7 Velocidad del viento para datos diarios

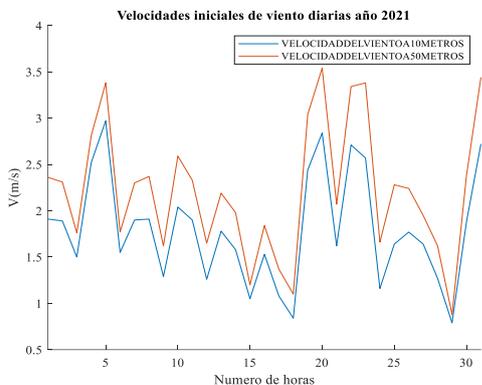


Figura 24. Datos iniciales de velocidad de viento diarios de 10 y 50 m

Para el último caso se analiza las velocidades de viento durante el periodo de 24 horas para conocer los diversos parámetros y datos que se pueden obtener mediante el modelo Arima.

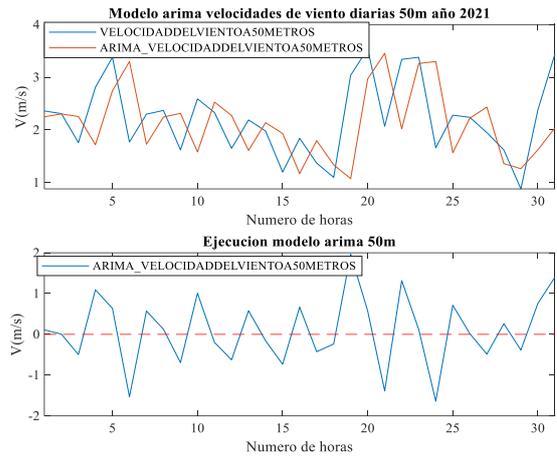


Figura 25. Datos Arima de velocidad de viento diarios de 10m

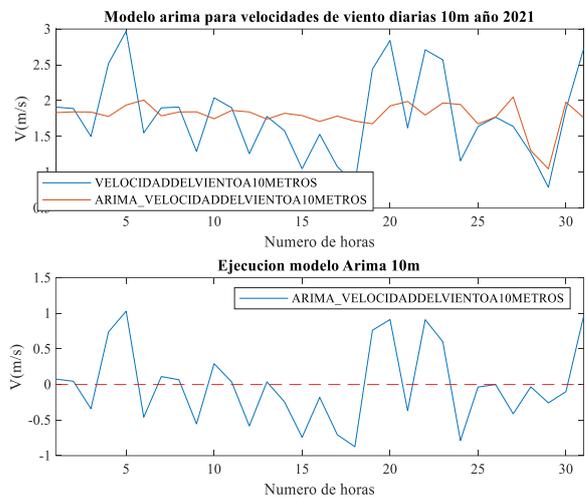


Figura 26. Datos Arima de velocidad de viento diarios de 50m

#### 4.8 Análisis de confiabilidad mediante índices LOLE y LOLP

Para el análisis de confiabilidad de generación del modelo eólico de generación de 12 aerogeneradores se toma en cuenta varios parámetros para el cálculo del LOLE y LOLP siendo el ultimo considerado como las pérdidas de carga que existen dentro del sistema de generación teniendo como resultado mediante el uso de algoritmo computacional del Matlab los siguientes resultados.

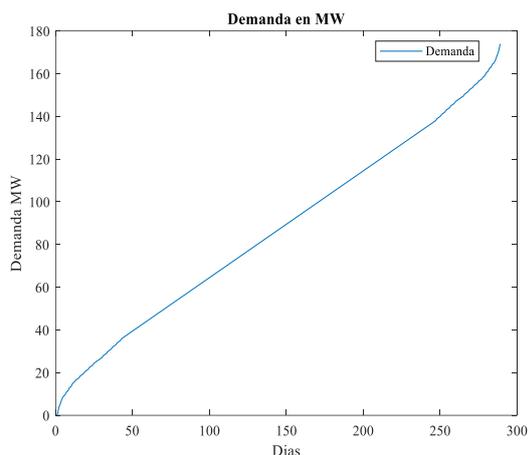


Figura 27. Demanda del 2% en generación con modelo de 12 aerogeneradores.

En la Figura 13, se puede verificar la decreciente demanda del 2% de su demanda en generación partiendo de 25,5MW con una finalización de 3,5 MW para un modelo de parque eólico alrededor de vida útil de 30 años en promedio.

Con la determinación de la demanda se puede considerar que la capacidad máxima que puede utilizar el sistema es de 174MW siendo considerado como la demanda de generación máxima que puede entregar el modelo eólico como se puede visualizar en la Figura 14.

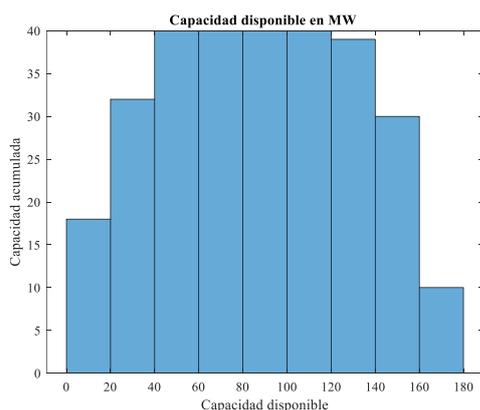


Figura 28. Capacidad disponible en MW

Mediante la demanda y la capacidad en MW en el modelo eólico se puede tener un resultado favorable de LOLE como se puede visualizar en la tabla 5

Tabla 4. Estimación del LOLE

Modelo eólico	P(MW)	LOLE (días/año)
12 aerogeneradores	25,5	0,283221

Se puede decir que puede cumplir con un modelo de generación estable para 30 años cumpliendo con la condición inicial, LOLE <0,30 por ser considerado una vida útil de 30 años para un modelo eólico de 12 aerogeneradores basado en datos de la central de villonaco.

Para el cálculo de LOLP se puede considerar la siguiente formula teniendo como resultado en la tabla 6:

$$LOLP = LOLE + T \quad (11)$$

Donde:

T: Periodo de tiempo que puede ser 365 días para un año u 8760 horas.

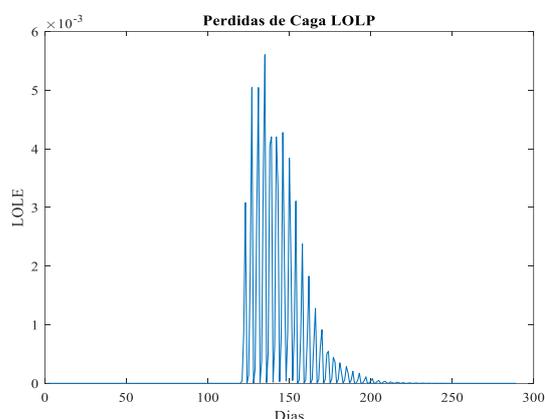


Figura 29. Pérdidas de carga

Tabla 5. Estimación LOLP

Modelo eólico	P(MW)	LOLP (año)
12 aerogeneradores	25,5	365,00054
12 aerogeneradores	25,5	36,500,054

## 5 Conclusiones

Se pudo realizar la simulación de un parque eólico basado en la Central Eólica Villonaco para evaluar los índices de confiabilidad en el sistema de generación, tomando en cuenta variaciones de velocidad del viento, usando el modelo ARIMA.

Se logró la modelación de un parque eólico, la demanda máxima y también la influencia de velocidad del viento en el caso de estudio mediante el análisis de datos anuales, mensuales y diarios.

Se utilizó el modelo ARIMA para hacer un análisis comparativo de oscilaciones de la velocidad del viento en la central eólica de Villonaco.

Para garantizar que un modelo eólico sea confiable y seguro es necesario la utilización de indicadores probabilísticos que permitan garantizar a futuro una confiabilidad eficiente para los generadores a utilizar.

Se analizó los beneficios y aplicación de los índices de confiabilidad LOLP y LOLE para establecer un modelo de generación eólica más estable en el sistema.

El modelo Arima es uno de los procesos fundamentales para la predicción de velocidades de viento que nos permite estimar como la confiabilidad del sistema puede permanecer en un estado eficiente.

La implementación del modelo ARIMA en el análisis de la generación eólica del parque Villonaco ha demostrado mejoras significativas en la confiabilidad del sistema. Los resultados indican que, sin ARIMA, el índice LOLE (Loss of Load Expectation) es de aproximadamente 400 horas, y el índice LOLP (Loss of Load Probability) alcanza el 0.35%, reflejando una alta expectativa y probabilidad de pérdida de carga debido a la variabilidad del viento. Con la inclusión del modelo ARIMA, el LOLE se reduce drásticamente a menos de 50 horas, y el LOLP disminuye a menos del 0.05%.

## 6 Referencias

- [1] H. Wang *et al.*, “Evaluation Method of Wind Power Consumption Limitation in Power System with High Proportion of Wind Power,” *Proc. 2021 IEEE 4th Int. Electr. Energy Conf. CIEEC 2021*, pp. 16–21, 2021, doi: 10.1109/CIEEC50170.2021.9510533.
- [2] J. G. Villarreal and C. C. Cuji, “Design and Evaluation of a Standalone Photovoltaic System for Rural Road Lighting and Electric Vehicle Charging Based on a Multipurpose Approach Diseño y Evaluación de un Sistema Fotovoltaico Aislado para Iluminación en Vías Rurales y Carga de Vehículos Eléctricos Basado En Un Enfoque Multipropósito,” no. 20, pp. 47–57, 2024.
- [3] E. A. Mediavilla and C. C. Cuji, “491-Texto del artículo-4654-2-10-20220126,” no. 18, pp. 61–73, 2022.
- [4] Y. Fu, Z. Liu, L. Zhao, X. Tian, Z. Yuan, and B. Yang, “Offshore Wind Power Development and Transmission Technology Research in Shandong,” *I CPS Asia 2022 - 2022 IEEE IAS Ind. Commer. Power Syst. Asia*, pp. 195–199, 2022, doi: 10.1109/ICPSAsia55496.2022.9949684.
- [5] X. Shi *et al.*, “Research on Energy Storage Configuration Method Based on Wind and Solar Volatility,” *2020 10th Int. Conf. Power Energy Syst. ICPEs 2020*, pp. 464–468, 2020, doi: 10.1109/ICPEs51309.2020.9349645.
- [6] M. Xu, L. Wu, H. Liu, Y. Yang, and Y. Li, “Research on the mechanism and control methods of repeated voltage fluctuations in large-scale wind power integration system,”

- Proc. - 2021 Int. Conf. Power Syst. Technol. Carbon Neutrality New Type Power Syst. POWERCON 2021*, no. December, pp. 1214–1219, 2021, doi: 10.1109/POWERCON53785.2021.9697533.
- [7] Y. Chen, H. Li, Q. Chen, and Q. Yang, “Target Power Determination for Real-time Stabilization of Grid-Connected Offshore Wind Power Fluctuation,” *Proc. - 2022 21st Int. Symp. Distrib. Comput. Appl. Bus. Eng. Sci. DCABES 2022*, pp. 188–191, 2022, doi: 10.1109/DCABES57229.2022.00077.
- [8] A. de R. y C. de la Electricidad, “RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-018/18,” *018*, pp. 1–13, 2018.
- [9] Y. Zhang, W. Ningbo, K. Ding, Q. Zhou, P. Gao, and Z. Zhang, “The key technology of the coordinated control system of wind power and energy-intensive load,” *2019 4th Int. Conf. Intell. Green Build. Smart Grid, IGBSG 2019*, pp. 349–353, 2019, doi: 10.1109/IGBSG.2019.8886294.
- [10] W. T. K. Chien and F. Hao, “An Extended Building-In Reliability Methodology on Evaluating SRAM Reliability by Wafer-Level Reliability Systems,” *IEEE Trans. Device Mater. Reliab.*, vol. 20, no. 1, pp. 106–118, 2020, doi: 10.1109/TDMR.2020.2964999.
- [11] C. J. Zapata, “Reliability of Electrical Power Systems,” *Univ. Tecnológica Pereira Pereira*, p. 85, 2011.
- [12] G. A. Gómez-Ramírez, “Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia TT - Evolution and Trends of Indexes of Reliability in Electrical Systems of Power,” *Rev. Tecnol. en Marcha*, vol. 29, no. 2, pp. 3–13, 2016.
- [13] C. J. Zapata, D. Y. Castaño, and H. F. Suárez, “Índices De Confiabilidad De Transformadores De Distribución.” pp. 1–38, 2010.
- [14] X. Zhang, G. Xie, D. Li, and R. Kang, “Reliability Evaluation Based on Sentiment Analysis of Online Comment,” *Proc. - 12th Int. Conf. Reliab. Maint. Safety, ICRMS 2018*, pp. 88–91, 2018, doi: 10.1109/ICRMS.2018.00026.
- [15] T. Y. Jeong *et al.*, “Reliability on EUV Interconnect Technology for 7nm and beyond,” *IEEE Int. Reliab. Phys. Symp. Proc.*, vol. 2020-April, pp. 20–23, 2020, doi: 10.1109/IRPS45951.2020.9129318.
- [16] Y. Gao, Q. Dong, M. Tao, W. Zheng, Z. Ke, and Y. Feng, “Sensitivity-Analysis-Based Reliability Enhancement for Networked Control Systems,” *Proc. - 2021 3rd Int. Conf. Syst. Reliab. Saf. Eng. SRSE 2021*, pp. 113–117, 2021, doi: 10.1109/SRSE54209.2021.00027.
- [17] Z. Liu, S. Yang, M. Yang, and R. Kang, “Software Belief Reliability Growth Model Based on Uncertain Differential Equation,” *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 71, no. 2, pp. 775–787, 2022, doi: 10.1109/tr.2022.3154770.
- [18] M. P. González Casimiro, *Análisis de series temporales: Modelos ARIMA*. 2009.
- [19] S. de la F. Fernandez, “Metodología De Box - Jenkins,” *Fac. Ciencias Econ. y Empres.*, vol. 1, 2010.
- [20] E. Sánchez L., A. Barreras S., C. Pérez L, F. S. Fernando, and O. V. J. Angel, “Aplicación De Un Modelo Arima Para Pronosticar La Producción De Leche De Bovino En Baja California, México,” *Trop. Subtrop. Agroecosystems*, vol. 16, pp. 315–324, 2013.
- [21] R. de Arce and R. Mahia,

- “MODELOS ARIMA Mayo 2001,” 2001.
- [22] I. A. S. Abu Amra and A. Y. A. Maghari, “Forecasting Groundwater Production and Rain Amounts Using ARIMA-Hybrid ARIMA: Case Study of Deir El-Balah City in Gaza,” *Proc. - 2018 Int. Conf. Promis. Electron. Technol. ICPET 2018*, pp. 135–140, 2018, doi: 10.1109/ICPET.2018.00031.
- [23] D. R. Irmawati, R. M. Atok, and Suhartono, “Hybrid singular spectrum analysis-ARIMA modelling for direct and indirect forecasting of Farmer’s Term of Trade in East Java,” *2018 Int. Conf. Inf. Commun. Technol. ICOIACT 2018*, vol. 2018-Janua, pp. 889–894, 2018, doi: 10.1109/ICOIACT.2018.8350823.
- [24] A. Gupta and A. Kumar, “Mid Term Daily Load Forecasting using ARIMA, Wavelet-ARIMA and Machine Learning,” *Proc. - 2020 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2020 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC / I CPS Eur. 2020*, 2020, doi: 10.1109/IEEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160563.
- [25] S. Chen, R. Lin, and W. Zeng, “Short-Term Load Forecasting Method Based on ARIMA and LSTM,” *Int. Conf. Commun. Technol. Proceedings, ICCT*, vol. 2022-Novem, pp. 1913–1917, 2022, doi: 10.1109/ICCT56141.2022.10073051.
- [26] F. Lu *et al.*, “Ultra-Short-Term Prediction of EV Aggregator’s Demand Response Flexibility Using ARIMA, Gaussian-ARIMA, LSTM and Gaussian-LSTM,” *2021 3rd Int. Acad. Exch. Conf. Sci. Technol. Innov. IAECST 2021*, pp. 1775–1781, 2021, doi: 10.1109/IAECST54258.2021.9695933.
- [27] V. Cárdenas, D. Echeverría, and J. Cepeda, “Análisis de Confiabilidad de la Generación Considerando el Ingreso de Energías Renovables No Convencionales en los Sistemas de Potencia,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 11, no. 1, pp. 101–107, 2015, doi: 10.37116/revistaenergia.v11.n1.2015.77.
- [28] E. A. Barragán, “Generación Eólica en Ecuador: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 10, no. 1, pp. 58–66, 2014, doi: 10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.100.
- [29] J. Serrato Rodríguez and A. Ruiz Marines, “Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo,” *Mundo Nano. Rev. Interdiscip. en Nanociencia y Nanotecnología*, vol. 9, no. 17, p. 49, 2017, doi: 10.22201/ceich.24485691e.2016.17.58151.
- [30] A. Sharma, B. K. Saxena, and K. V. S. Rao, “Comparison of wind speed, wind directions, and weibull parameters for sites having same wind power density,” *Proc. 2017 IEEE Int. Conf. Technol. Adv. Power Energy Explor. Energy Solut. an Intell. Power Grid, TAP Energy 2017*, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397346.
- [31] M. Yesil, A. Kose, and E. Irmak, “Effects of Change in Wind Energy Generation on the Power Grid Angle,” *Proc. - 2019 IEEE 1st Glob. Power, Energy Commun. Conf. GPECOM 2019*, pp. 364–367, 2019, doi: 10.1109/GPECOM.2019.8778479.
- [32] L. Chen, Y. Sun, X. Wang, S. Yu, D. Sun, and J. Hao, “Influence of

- Grid-following Power Electronic Equipment Using Phase-locked Loop on Frequency of Wind Turbine Terminal,” *EI2 2022 - 6th IEEE Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr.*, pp. 692–697, 2022, doi: 10.1109/EI256261.2022.10117204.
- [33] C. Wang, Y. Li, Y. Fan, Y. Chi, Y. Xiao, and H. Qi, “Study on Power Control Optimization Technology for Wind Turbines During Power Grid Transient Process,” *5th IEEE Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr. Energy Internet Carbon Neutrality, EI2 2021*, pp. 1562–1566, 2021, doi: 10.1109/EI252483.2021.9712974.
- [34] M. Erdenebat, B. Galsan, H. Shuang, and M. Chimed, “Wind Energy Resource Assessment of the South Gobi region in Mongolia,” *2020 IEEE Reg. 10 Symp. TENSYP 2020*, no. June, pp. 535–538, 2020, doi: 10.1109/TENSYP50017.2020.9230859.
- [35] C. Cristóbal, C. Cuji, and H. David Sisa, “Evaluación del consumo de energía eléctrica de acuerdo a la arquitectura bioclimático mediante el Modelo ASHRAE y Gauss T-Student Evaluation of electricity consumption according to the bioclimatic architecture using the ASHRAE Model and Gauss T-Student,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 17, no. 1, p. 2021, 2018.
- [36] S. Guerrero, C. Barrera-Singaña, A. Valenzuela, S. Y. Rojas, J. Muñoz, and M. Jaramillo, “Optimal Location of Battery Storage Systems to Minimize Losses in the Distribution System Considering Power Quality Indicators,” *2023 IEEE IAS Glob. Conf. Renew. Energy Hydrog. Technol. GlobConHT 2023*, pp. 1–6, 2023, doi: 10.1109/GlobConHT56829.2023.10087511.
- [37] Wind Power, “GW70/1500.” 2024. [Online]. Available: [https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_439\\_goldwind\\_gw70-1500.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_439_goldwind_gw70-1500.php)
- [38] G. Guerron, “Comportamiento de un Parque Eólico Renovable en condiciones extremas.” INER, 2014. [Online]. Available: [https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/09/analisis\\_comparativo\\_entre\\_los\\_datos\\_de\\_los\\_estudios\\_tecnicos.pdf](https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/09/analisis_comparativo_entre_los_datos_de_los_estudios_tecnicos.pdf)
- [39] G. Herrera, “caracterización de la demanda eléctrica del sector residencial en la ciudad de Loja,” Universidad Nacional de Loja, 2014.

## 6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 1: Matriz de estado del arte.

<b>EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL MODELO ARIMA CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO.</b>																												
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Generación eólica	Índices de confiabilidad	Modelo Arima	Sistema eólico en Ecuador	Estabilidad	Estabilidad de Potencia Activa	Confiabilidad del sistema eléctrico	Mejora de la calidad de energía	Corriente	Factor de potencia	Niveles de Potencia	LOLE	LOLP	Arima	EENS	Autoregresivo	Modelo de predicción	Econometrics model	Mejora confiabilidad del sistema	Minimización de pérdidas en la red	Mejora de la confiabilidad y calidad de la energía	Evaluación índices de confiabilidad			
1	2021	Evaluation Method of Wind Power Consumption Limitation in Power System with High Proportion of Wind Power	39		✘			✘		✘		✘	✘	✘											✘			
2	2022	Offshore Wind Power Development and Transmission Technology Research in Shandong.	29	✘				✘				✘	✘	✘					✘	✘						✘		
3	2020	Research on Energy Storage Configuration Method Based on Wind and Solar Volatility	16	✘		✘	✘					✘													✘			
4	2021	Research on the mechanism and control methods of repeated voltage fluctuations in large-scale wind power integration system	14		✘			✘						✘			✘								✘			
5	2022	Target Power Determination for Real-time Stabilization of Grid-Connected Offshore Wind Power	13	✘	✘					✘	✘				✘	✘									✘			

**EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL MODELO ARIMA CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO.**

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Generación eólica	Índices de confiabilidad	Modelo Arima	Sistema eólico en Ecuador	Estabilidad	Estabilidad de Potencia Activa	Confiabilidad del sistema eléctrico	Mejora de la calidad de energía	Corriente	Factor de potencia	Niveles de Potencia	LOLE	LOLP	Arima	EENS	Autoregresivo	Modelo de predicción	Econometrics model	Mejora confiabilidad del sistema	Minimización de pérdidas en la red	Mejora de la confiabilidad y calidad de la energía	Evaluación índices de confiabilidad
6	2018	RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-018/18	29	☒		☒		☒				☒				☒		☒							☒
7	2019	The key technology of the coordinated control system of wind power and energy-intensive load	13			☒	☒										☒							☒	
8	2020	An Extended Building-In Reliability Methodology on Evaluating SRAM Reliability by Wafer-Level Reliability Systems	9	☒	☒		☒	☒	☒			☒					☒		☒				☒	☒	
9	2011	Reliability of Electrical Power Systems	15	☒				☒	☒		☒	☒							☒	☒				☒	
10	2016	Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia TT - Evolution	21	☒		☒	☒					☒				☒					☒			☒	
11	2010	Índices De Confiabilidad De Transformadores De Distribución	12	☒	☒			☒	☒							☒							☒	☒	
12	2018	Reliability Evaluation Based on Sentiment Analysis of Online Comment	23	☒	☒					☒						☒				☒				☒	

**EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL MODELO ARIMA CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO.**

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Generación eólica	Índices de confiabilidad	Modelo Arima	Sistema eólico en Ecuador	Estabilidad	Estabilidad de Potencia Activa	Confiabilidad del sistema eléctrico	Mejora de la calidad de energía	Corriente	Factor de potencia	Niveles de Potencia	LOLE	LOLP	Arima	EENS	Autorregresivo	Modelo de predicción	Econometrics model	Mejora confiabilidad del sistema	Minimización de pérdidas en la red	Mejora de la confiabilidad y calidad de la energía	Evaluación índices de confiabilidad
13	2020	Reliability on EUV Interconnect Technology for 7nm and beyond	9	☒		☒		☒				☒				☒		☒						☒	☒
14	2021	Sensitivity-Analysis-Based Reliability Enhancement for Networked Control Systems	1	☒	☒	☒	☒			☒	☒		☒								☒		☒	☒	
15	2022	Software Belief Reliability Growth Model Based on Uncertain Differential Equation," IEEE Trans. Reliab	20	☒	☒	☒		☒	☒	☒				☒		☒		☒				☒		☒	☒
16	2009	Análisis de series temporales	16				☒			☒	☒	☒				☒		☒				☒	☒	☒	
17	2010	Metodología De Box - Jenkins	18	☒	☒	☒		☒				☒				☒		☒				☒		☒	☒
18	2013	Aplicación De Un Modelo Arima Para Pronosticar La Producción De Leche De Bovino En Baja Califomia, México	19	☒	☒	☒	☒			☒	☒		☒					☒			☒		☒		

**EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL MODELO ARIMA CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO.**

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Generación eólica	Índices de confiabilidad	Modelo Arima	Sistema eólico en Ecuador	Estabilidad	Estabilidad de Potencia Activa	Confiabilidad del sistema eléctrico	Mejora de la calidad de energía	Corriente	Factor de potencia	Niveles de Potencia	LOLE	LOLP	Arima	EENS	Autorregresivo	Modelo de predicción	Econometrics model	Mejora confiabilidad del sistema	Minimización de pérdidas en la red	Mejora de la confiabilidad y calidad de la energía	Evaluación índices de confiabilidad
19	2011	MODELOS ARIMA	10	☒			☒	☒	☒					☒		☒		☒					☒		☒
20	2018	Forecasting Groundwater Production and Rain Amounts Using ARIMA-Hybrid ARIMA: Case Study of Deir El-Balah City in Gaza.	6		☒	☒	☒			☒	☒					☒		☒		☒		☒			
21	2018	Hybrid singular spectrum analysis-ARIMA modelling for direct and indirect forecasting of Farmer's Term of Trade in East Java	18	☒		☒		☒			☒					☒		☒					☒	☒	☒
22	2020	Mid Term Daily Load Forecasting using ARIMA, Wavelet-ARIMA and Machine Learning	11	☒	☒	☒	☒			☒	☒		☒				☒		☒		☒		☒		☒

**EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL MODELO ARIMA CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO.**

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTICULO	CITAS	Generación eólica	Índices de confiabilidad	Modelo Arima	Sistema eólico en Ecuador	Estabilidad	Estabilidad de Potencia Activa	Confiabilidad del sistema eléctrico	Mejora de la calidad de energía	Corriente	Factor de potencia	Niveles de Potencia	LOLE	LOLP	Arima	EENS	Autorregresivo	Modelo de predicción	Econometría model	Mejora confiabilidad del sistema	Minimización de pérdidas en la red	Mejora de la confiabilidad y calidad de la energía.	Evaluación índices de confiabilidad
23	2022	Short-Term Load Forecasting Method Based on ARIMA and LSTM	27	☒				☒	☒	☒								☒					☒	☒	☒
24	2021	Ultra-Short-Term Prediction of EV Aggregator's Demand Response Flexibility Using ARIMA, Gaussian-ARIMA, LSTM and Gaussian-LSTM	23		☒	☒	☒			☒	☒	☒					☒		☒			☒	☒		
25	2015	Análisis de Confiabilidad de la Generación Considerando el Ingreso de Energías Renovables No Convencionales en los Sistemas de Potencia	21	☒			☒	☒			☒					☒		☒				☒	☒	☒	
26	2014	Generación Eólica en Ecuador: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo.” Rev. Técnica	26	☒	☒	☒	☒			☒	☒		☒				☒		☒		☒	☒			

**EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL MODELO ARIMA CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO.**

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Generación eólica	Índices de confiabilidad	Modelo Arima	Sistema eólico en Ecuador	Estabilidad	Estabilidad de Potencia Activa	Confiabilidad del sistema eléctrico	Mejora de la calidad de energía	Corriente	Factor de potencia	Niveles de Potencia	LOLE	LOLP	Arima	EENS	Autoregresivo	Modelo de predicción	Econometría model	Mejora confiabilidad del sistema	Minimización de pérdidas en la red	Mejora de la confiabilidad y calidad de la energía	Evaluación índices de confiabilidad
27	2017	Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo	12	☒		☒	☒	☒	☒	☒				☒		☒		☒						☒	☒
28	2017	Comparison of wind speed, wind directions, and weibull parameters for sites having same wind power density	20		☒	☒	☒			☒	☒						☒		☒			☒	☒		☒
29	2019	Effects of Change in Wind Energy Generation on the Power Grid Angle.	44	☒		☒	☒	☒				☒				☒		☒		☒				☒	☒
30	2022	Influence of Grid-following Power Electronic Equipment Using Phase-locked Loop on Frequency of Wind Turbine Terminal.	12	☒	☒	☒	☒			☒	☒		☒				☒		☒		☒	☒			☒

**EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL MODELO ARIMA CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO.**

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Generación eólica	Índices de confiabilidad	Modelo Arima	Sistema eólico en Ecuador	Estabilidad	Estabilidad de Potencia Activa	Confiabilidad del sistema eléctrico	Mejora de la calidad de energía	Corriente	Factor de potencia	Niveles de Potencia	LOLE	LOLP	Arima	EENS	Autoregresivo	Modelo de predicción	Econometría model	Mejora confiabilidad del sistema	Minimización de pérdidas en la red	Mejora de la confiabilidad y calidad de la energía	Evaluación índices de confiabilidad
31	2021	Study on Power Control Optimization Technology for Wind Turbines During Power Grid Transient Process	10	✗		✗	✗	✗	✗	✗														✗	✗
32	2020	Wind Energy Resource Assessment of the South Gobi region in Mongolia	11		✗		✗			✗	✗	✗					✗		✗				✗	✗	✗
33	2023	Optimal Location of Battery Storage Systems to Minimize Losses in the Distribution System Considering Power Quality Indicators	10	✗		✗	✗	✗			✗					✗		✗		✗				✗	✗
34	2024	Design and Evaluation of a Standalone Photovoltaic System for Rural Road Lighting and Electric Vehicle Charging Based on a Multipurpose Approach Diseño y Evaluación de un Sistema Fotovoltaico Aislado	12	✗	✗	✗	✗			✗	✗	✗					✗		✗		✗		✗		

**EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICADOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA, MEDIANTE EL MODELO ARIMA CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO.**

ITEM	DATOS			TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Generación eólica	Índices de confiabilidad	Modelo Arima	Sistema eólico en Ecuador	Estabilidad	Estabilidad de Potencia Activa	Confiabilidad del sistema eléctrico	Mejora de la calidad de energía	Corriente	Factor de potencia	Niveles de Potencia	LOLE	LOLP	Arima	EENS	Autorregreso	Modelo de predicción	Econométricos model	Mejora confiabilidad del sistema	Minimización de pérdidas en la red	Mejora de la confiabilidad y calidad de la energía	Evaluación índices de confiabilidad
35	2018	Evaluación del consumo de energía eléctrica de acuerdo a la arquitectura bioclimática mediante el Modelo ASHRAE y Gauss T-Student Evaluation of electricity consumption according to the bioclimatic architecture using the ASHRAE Model and Gauss T-Student.	10	☒		☒	☒	☒	☒				☒		☒		☒							☒	☒
36	2022	491-Texto del artículo-4654-2-10-20220126	11		☒		☒			☒	☒	☒				☒		☒			☒	☒		☒	

<b>CANTIDAD:</b>	27	18	23	21	20	8	21	15	22	10	14	4	13	15	12	16	8	6	17	19	14	17
------------------	----	----	----	----	----	---	----	----	----	----	----	---	----	----	----	----	---	---	----	----	----	----

## 6.2 Resumen de Indicadores

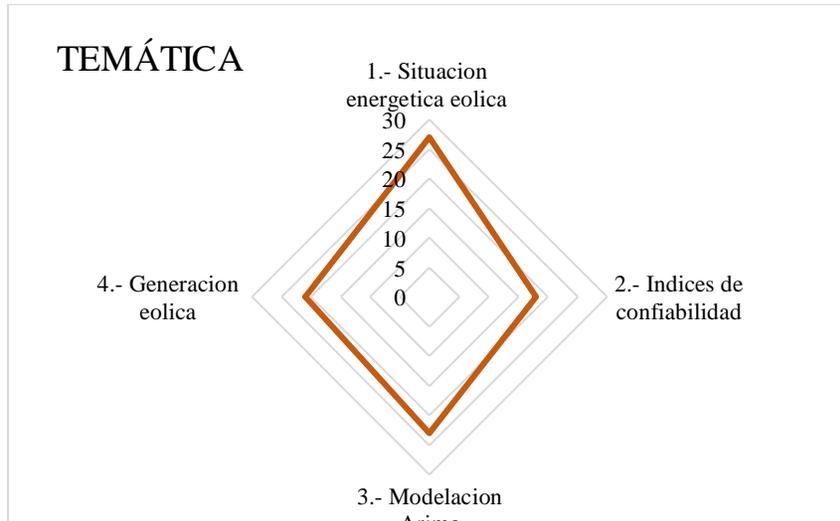


Figura 1. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

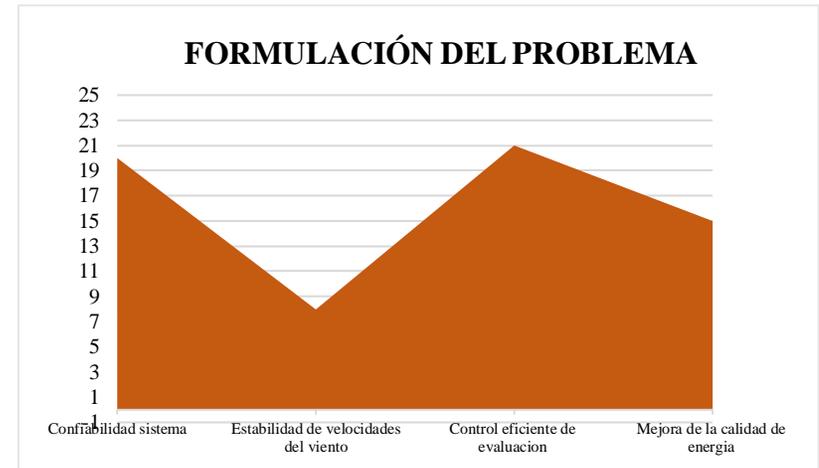


Figura 2. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

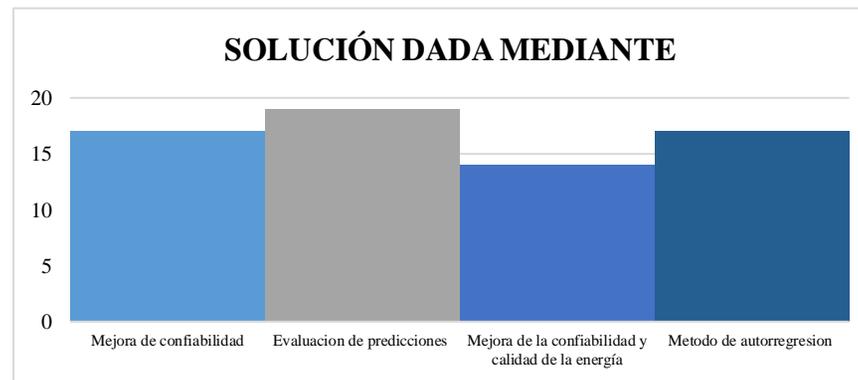


Figura 3. Indicador de solución - Estado del arte.

## Anexos

**Tabla 1**

<b>DATOS DE VELOCIDAD DEL VIENTO EN VILLONACO ANUAL</b>		
<b>AÑO</b>	<b>VELOCIDAD DEL VIENTO A 10 METROS</b>	<b>VELOCIDAD DEL VIENTO A 50 METROS</b>
2017	2.48	3.13
2018	2.73	3.41
2019	2.76	3.49
2020	2.44	3.05
2021	2.37	2.99
2022	2.4	3.01

**Tabla 2**

<b>DATOS DE VELOCIDAD DEL VIENTO EN VILLONACO AÑO 2022</b>		
<b>MES</b>	<b>VELOCIDAD DEL VIENTO A 10 METROS</b>	<b>VELOCIDAD DEL VIENTO A 50 METROS</b>
ENERO	2.2	2.65
FEBRERO	1.57	1.95
MARZO	1.5	1.92
ABRIL	2.12	2.8
MAYO	2.66	3.48
JUNIO	2.58	3.34
JULIO	3.34	4.28
AGOSTO	3.61	4.55
SEPTIEMBRE	2.55	3.22
OCTUBRE	2.31	2.8
NOVIEMBRE	2.31	2.74
DICIEMBRE	1.92	2.25

**Tabla 3**

<b>DATOS DE VELOCIDAD DEL VIENTO EN VILLONACO AÑO 2017</b>		
<b>MES</b>	<b>VELOCIDAD DEL VIENTO A 10 METROS</b>	<b>VELOCIDAD DEL VIENTO A 50 METROS</b>
ENERO	2.05	2.5
FEBRERO	1.83	2.3
MARZO	1.34	1.78
ABRIL	2.34	3.02

<b>MAYO</b>	2.12	2.81
<b>JUNIO</b>	2.91	3.76
<b>JULIO</b>	5.3	6.76
<b>AGOSTO</b>	2.86	3.65
<b>SEPTIEMBRE</b>	3.01	3.75
<b>OCTUBRE</b>	2.34	2.9
<b>NOVIEMBRE</b>	1.76	2.09
<b>DICIEMBRE</b>	1.83	2.17

**Tabla 4**

<b><i>DATOS DE VELOCIDAD DEL VIENTO EN VILLONACO</i></b>		
<b><i>FECHA</i></b>	<b><i>VELOCIDAD DEL VIENTO A 10 METROS</i></b>	<b><i>VELOCIDAD DEL VIENTO A 50 METROS</i></b>
<b>1/1/2021</b>	1.91	2.36
<b>2/1/2021</b>	1.89	2.31
<b>3/1/2021</b>	1.5	1.76
<b>4/1/2021</b>	2.52	2.81
<b>5/1/2021</b>	2.97	3.38
<b>6/1/2021</b>	1.55	1.77
<b>7/1/2021</b>	1.9	2.3
<b>8/1/2021</b>	1.91	2.37
<b>9/1/2021</b>	1.29	1.62
<b>10/1/2021</b>	2.04	2.59
<b>11/1/2021</b>	1.9	2.33
<b>12/1/2021</b>	1.26	1.65
<b>13/1/2021</b>	1.78	2.19
<b>14/1/2021</b>	1.58	1.98
<b>15/1/2021</b>	1.05	1.2
<b>16/1/2021</b>	1.53	1.84
<b>17/1/2021</b>	1.08	1.37
<b>18/1/2021</b>	0.84	1.1
<b>19/1/2021</b>	2.44	3.04
<b>20/1/2021</b>	2.84	3.54
<b>21/1/2021</b>	1.62	2.07
<b>22/1/2021</b>	2.71	3.34
<b>23/1/2021</b>	2.57	3.38
<b>24/1/2021</b>	1.16	1.66
<b>25/1/2021</b>	1.64	2.28
<b>26/1/2021</b>	1.77	2.24

<b>27/1/2021</b>	1.64	1.95
<b>28/1/2021</b>	1.27	1.62
<b>29/1/2021</b>	0.79	0.88
<b>30/1/2021</b>	1.88	2.38
<b>31/1/2021</b>	2.72	3.44

---