



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO  
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DEL FACTOR  
DE PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA DE UNA  
CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA  
APLICANDO MODELOS LINEALES.**

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

AUTOR: DANIEL ALEJANDRO PÉREZ ARTOS

TUTOR: CRISTIAN CRISTÓBAL CUJI CUJI

Quito -Ecuador

2024

## **CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORIA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Daniel Alejandro Pérez Artos con documento de identificación C.I. 1715454102 manifiesto que:

Soy el autor 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, 31 de julio del año 2024.

Atentamente,



---

Daniel Alejandro Pérez Artos  
1715454102

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

Yo, Daniel Alejandro Pérez Artos con documento de identificación No. 1715454102, 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 “Estimación y proyección del factor de producción y eficiencia de una central de generación fotovoltaica aplicando modelos lineales”, 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, 31 de julio del año 2024

Atentamente,



\_\_\_\_\_  
Daniel Alejandro Pérez Artos

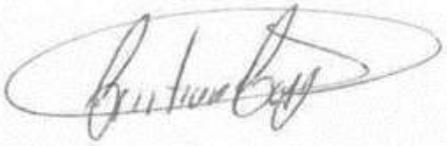
1715454102

## **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: ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DEL FACTOR DE PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA APLICANDO MODELOS LINEALES, realizado por Daniel Alejandro Pérez Artos, con documento de identificación N° 1715454102, 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, 31 de julio del año 2024

Atentamente,



---

Ing. Cristian Cristóbal Cuji Cuji, MSc  
1718002221

## ÍNDICE GENERAL

1	Introducción. ....	2
2	Marco teórico. ....	3
2.1	Tipos de paneles solares. ....	3
2.2	Sistemas Fotovoltaicos. ....	4
2.2.1	Clasificación. ....	4
2.3	Técnicas de predicción y estimación aplicando series temporales. ....	4
2.3.1	Modelo Autorregresivo de media móvil. ....	4
2.3.2	Modelo Arima. ....	4
2.3.3	Redes neuronales artificiales. ....	5
2.3.4	Otros modelos. ....	5
2.5	Eficiencia sistema fotovoltaico. ....	6
2.6	Factor de forma. ....	7
3	Desarrollo. ....	7
3.1	Ventajas en el modelo aplicado, ARIMA. ....	8
3.2	Diagrama de flujo para el modelo, ARIMA. ....	8
3.3	Modelamiento matemático. ....	9
3.3.1	La autorregresión (AR). ....	9
3.3.2	Parte Integrada (I). ....	9
3.3.3	Parte de Media Móvil (MA). ....	10
3.3.4	Modelo ARIMA. ....	10
3.4	Caso de estudio. ....	10
4	Análisis de resultados. ....	10
4.1	Potencia de la planta durante los semestres de 2017 a 2024. ....	11
4.2	Predicciones presentadas por el Modelo Autorregresivo de Media Móvil y ARIMA. 12	
4.2.1	Descripción del Modelo propuesto, ARIMA (3,1,2), (Distribución Gaussiana). ..	14
4.2.2	Análisis Cuantitativo. ....	14
4.2.3	Coefficientes de Media Móvil (MA). ....	14
4.2.4	Varianza: ....	15
5	Conclusiones. ....	15
6	Referencias. ....	16
6.1	Matriz de estado del arte. ....	21
6.2	Resumen de indicadores. ....	27
7.	ANEXOS. ....	29

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Generación distribuida en sistemas de energía eléctrica. ....	4
Figura 2: Las curvas que se presentan como, corriente-voltaje (muestran como líneas continuas) y las curvas de potencia-voltaje (representadas como línea continua) de una célula solar. ....	7
Figura 3: Diagrama de flujo ARIMA. ....	9
Figura 4: Rendimiento específico de la planta [kWh/kWp]. ....	12
Figura 5: Potencia [kW/m <sup>2</sup> ] semestral del 2017 al 2024. ....	12
Figura 6: Factor de producción en los semestres del 2017 al 2024. ....	12
Figura 7: Proyección hasta el 2028 propuesta po ARIMA y Modelo siguiente en autorregresivo de media móvil. ....	13
Figura 8: Proyección y estimación del 2017 al 2028, aplicando un pronóstico combinado. ...	13
Figura 9: Comparativa de los valores Históricos, media móvil y ARIMA. ....	13
Figura 10: Factor de producción en los semestres del 2017 al 2028. ....	14
Figura 11: Resumen e indicador de la temática - Estado del arte. ....	27
Figura 12: Indicador de formulación del problema - Estado del arte. ....	28
Figura 13: Indicador de solución - Estado del arte. ....	29

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Rendimiento total de una central de generación fotovoltaica. ....	11
Tabla 2: Características del panel JKM420N-54HL4-V. ....	11
Tabla 3: Parámetros del Factor de producción con modelo propuesto Autorregresivo de media móvil y ARIMA. ....	14
Tabla 4: Matriz de estado del arte. ....	21
Tabla 5: Datos obtenidos de la planta 2017 - 2024. ....	29
Tabla 6: Rendimiento total de la planta. ....	30
Tabla 7: Estimaciones de la planta hasta el 2028 con el modelo ARIMA. ....	31

# ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DEL FACTOR DE PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA APLICANDO MODELOS LINEALES.

## Resumen

En la actualidad, la transición hacia fuentes de energía renovable, especialmente la solar fotovoltaica, es una prioridad global. Este artículo refiere la aplicación de modelos lineales avanzados, específicamente de los modelos ARIMA, para mejorar la eficiencia y rendimiento en una central fotovoltaica. Estos modelos permiten capturar patrones estacionales y tendencias en la generación solar, utilizando datos históricos de una central específica.

El centro de estudio es la colección y análisis de datos de producción energética, radiación solar y variables ambientales de una central fotovoltaica en la Universidad Politécnica Salesiana, Campus Sur. Los modelos ARIMA desarrollados proporcionan estimaciones y proyecciones confiables del factor de producción y la eficiencia, lo que facilita una planificación óptima del mantenimiento y las operaciones.

Los resultados muestran que el modelo ARIMA tiene un buen desempeño en la predicción de la potencia de la planta solar hasta el 2028, con errores de predicción relativamente bajos. Estas estimaciones precisas son esenciales para maximizar el retorno de la inversión y reducir costos operativos, lo que contribuye significativamente a la transición hacia un futuro energético más sostenible.

**Palabras Clave:** energía solar fotovoltaica, modelos ARIMA, factor de producción, eficiencia, estimación, proyección.

## Abstract

Currently, the transition to renewable energy sources, especially photovoltaic solar energy, is a global priority. This article focuses on the application of advanced linear models, specifically ARIMA models, to enhance the efficiency and performance of photovoltaic plants. These models enable the capture of seasonal patterns and trends in solar generation, utilizing historical data from a specific plant.

The study concentrates on the analysis of energy production data, solar radiation, and environmental variables from a photovoltaic plant at the Universidad Politécnica Salesiana, Campus Sur. The developed ARIMA models provide reliable estimates and projections of production factor and efficiency, facilitating optimal maintenance and operational planning.

The results demonstrate that the ARIMA model performs well in predicting solar plant power up to 2028, with relatively low prediction errors. These precise estimates are essential for maximizing return on investment and reducing operational costs, significantly contributing to the transition towards a more sustainable energy future.

**Keywords:** photovoltaic solar energy, ARIMA models, production factor, efficiency, estimation, projection.

# 1 Introducción.

En los presentes años, la sostenibilidad, el esfuerzo al cambio climático y energía asequible han transformado muchos objetivos globales hacia el cambio de energías renovables y limpias. Dentro de este escenario, la energía solar fotovoltaica ha emergido como una alternativa prometedora y en rápido crecimiento, ofreciendo una solución viable para satisfacer la creciente demanda de electricidad de manera respetuosa con el medio ambiente.

A medida que la adopción de tecnologías fotovoltaicas continúa expandiéndose, la optimización, la eficacia y la eficiencia de las centrales de generación se ha convertido en un objetivo primordial. Dos indicadores clave que permiten evaluar y mejorar el desempeño de estas instalaciones son el factor de producción y la eficiencia general.

Precisar y proyectar el factor de producción implica una correlación entre energía completa real producida por la planta y la energía calculada teórica que podría producirse en condiciones ideales.

Precisar y proyectar el factor de producción implica una relación entre la energía real producida por la planta y la energía teórica que podría producirse en condiciones ideales. Este indicador proporciona una medida valiosa del rendimiento de la instalación, permitiendo a los administradores y operadores tener correctas decisiones en áreas de mejora potencial y evaluar dicho impacto con varios factores como calidad de todos los paneles solares, orientación e inclinación incluso condiciones climáticas locales [1], [2].

Por otro lado, la eficiencia general de una central fotovoltaica refleja la capacidad de la instalación para aprovechar al máximo los recursos solares disponibles. Una mayor eficiencia implica una conversión más efectiva de la energía solar en electricidad, lo que a su vez se convierte en una mayor

generación de energía renovable y una reducción en los costos operativos.

Sin embargo, estimar y proyectar con precisión el factor de producción y la eficiencia de una central fotovoltaica es una tarea compleja que requiere un análisis exhaustivo de diversos factores, la radiación solar, temperatura ambiente, orientación de los paneles y las condiciones meteorológicas locales. Estos factores pueden variar significativamente a lo largo del tiempo y exhibir patrones estacionales y tendencias subyacentes.

En este contexto, los modelos lineales, específicamente los modelos a aplicar como, ARIMA, (Autoregressive Integrated Moving Average) y autorregresivos de media móvil, integran una herramienta poderosa al abordar esta problemática. Estos modelos estadísticos avanzados permiten capturar y modelar las relaciones entre las variables involucradas, así como varias tendencias y patrones estacionales presentes en datos almacenados como históricos de la central.

Cada modelo autorregresivo de media móvil y ARIMA son ampliamente utilizados en el análisis de series de tiempo y permiten identificar y modelar patrones autorregresivos, tendencias y componentes de media móvil en los datos [3], [4].

A lo largo de este artículo, se investiga la aplicación de estos avanzados modelos lineales con el objeto de tener una estimación y procesión precisa de la producción y eficiencia futura de la central de generación.

Mediante el análisis exhaustivo de datos históricos como radiación solar, temperatura ambiente, producción y rendimiento, se busca desarrollar modelos predictivos robustos de permita la planificación de mantenimientos, optimización de la central, evaluación de inversiones futuras en tecnologías más eficientes por medio de decisiones correctas basándose al presente análisis y proyección [5], [6].

La estimación precisa y la proyección confiable del factor de producción y la eficiencia son cruciales no solo para poder maximizar con un buen retorno de la inversión inicial en plantas fotovoltaicas, sino también para contribuir a en el cambio y transición para un futuro energético mejor y más sostenible, amigable y colaborativo con el medio ambiente. Al comprender y anticipar el rendimiento de estas instalaciones, los operadores y gestores pueden tomar decisiones informadas que optimicen la producción de energía renovable y reduzcan los costos operativos [7], [8].

Además, las proyecciones precisas del factor de producción y la eficiencia pueden desempeñar una acción fundamental en cada formulación y ejecución de diferentes políticas energéticas a nivel regional y nacional. Al contar con estimaciones confiables, los encargados de tomar decisiones pueden establecer metas realistas y asignar recursos de manera más efectiva para fomentar la adopción de la energía solar fotovoltaica y otras tecnologías limpias renovables [9].

En resumen, podemos hablar en este estudio de los objetivos importantes para, ofrecer una amplia base sólida y colaborativa para la toma de decisiones integradas en el sector de energía solar fotovoltaica, al aplicar modelos lineales avanzados para estimar y proyectar con precisión el factor de producción y la eficiencia de las centrales de generación. Los resultados obtenidos pueden contribuir de manera significativa a maximizar el potencial en la central fotovoltaica como fuente de energía renovable y a impulsar los cambios futuros hacia energías más sostenibles, resistente y duraderas.

## **2 Marco teórico.**

### **2.1 Tipos de paneles solares.**

Según diversas fuentes, los tipos principales de paneles solares son tres usados en sistemas fotovoltaicos, existen

los monocristalinos, los policristalinos y los que contienen una película delgada amorfa. Cada panel presenta características únicas y sus propios beneficios, así como desventajas, principalmente en términos de costo y eficiencia.

- Los paneles solares que se presentan como monocristalinos están fabricados de un gran cristal que cubre todo el panel. Estas cosas suelen estar hechas de sustancias como silicio, arsénico, germanio, telurio, cadmio, selenio, cobre, indio, galio y algunas sustancias orgánicas extrañas. Estos paneles son los mejores que existen, funcionan muy bien incluso con poca luz y no pierden su eficiencia tanto como otros.

- Los paneles solares policristalinos, por su parte, tienen un distintivo tono azul a manera de moteado que se presenta en diferentes áreas por todo el panel. A diferencia de los monocristalinos, el silicio, Si, utilizado en cada panel de policristalinos no es homogéneo, por lo que resulta en niveles de eficiencia variados. Además, tienen un coeficiente de temperatura más alto, lo que reduce su eficiencia a temperaturas de funcionamiento [10]. Esto significa que se necesitan más paneles para alcanzar la misma producción de energía. Sin embargo, su fabricación es menos costosa por la falta de uniformidad en las células [11][12].

- Los principales paneles solares que contienen película delgada amorfa no alcanzan la misma eficiencia que los paneles anteriores en monocristalinos y policristalinos, observando también una vida útil mucho más corta. No obstante, su costo es significativamente menor por los procesos varios de fabricación mucho más simples, y su diseño flexible los hace menos propensos a romperse en comparación con las características de los paneles cristalinos. Por su baja eficiencia, no se recomiendan para

sistemas fotovoltaicos residenciales, ya que requieren más paneles y, por ende, un mayor espacio para su ubicación y producir una misma cantidad de energía. Las empresas de servicios públicos prefieren y optan por paneles con características específicas como los de película delgada porque contiene resultados más eficientes.

## 2.2 Sistemas Fotovoltaicos.

### 2.2.1 Clasificación.

Se ha observado que un módulo solar puede generar entre 250 y 420 W de potencia. Sin embargo, es posible aumentar la cantidad de energía conectando estos módulos en serie para formar cadenas, que luego se conectan en paralelo. Esta agrupación de células se denomina sistema fotovoltaico, y existen varios tipos basados en sus características. La clasificación principal se basa si los sistemas completos de generación fotovoltaica, está correctamente y eficientemente interconectado a la red eléctrica [13].



Figura 1: Generación distribuida en sistemas de energía eléctrica.

Por el contrario, el autoconsumo aislado implica una desconexión total en la red eléctrica de distribución, lo que suele requerir el uso de baterías para almacenar energía para su uso bajo demanda [14], [15]. Estas instalaciones suelen emplearse en viviendas rurales o remotas para fines tales como la electrificación doméstica, el riego, el bombeo de agua, el alumbrado público o la señalización de tráfico [16].

Los sistemas híbridos, por otro lado, son configuraciones que extraen energía de múltiples fuentes con regularidad, combinando la energía fotovoltaica con otros sistemas, como los generadores eólicos o diésel, para diversificar la generación de electricidad [17]. Este enfoque híbrido permite reducir la capacidad de batería requerida para el almacenamiento de energía [18].

## 2.3 Técnicas de predicción y estimación aplicando series temporales.

### 2.3.1 Modelo Autorregresivo de media móvil.

Modelo **ARMA**, (Autoregressive Moving Average Models), aplicado a serie temporales, ayuda a tener una predicción de futuro valores en un tiempo determinado, formado por una sección llamado autorregresivo AR y otra sección llamada media móvil MA, se forma **ARMA** (p, q), donde las constantes p y q representan el orden de cada sección respectivamente.

### 2.3.2 Modelo Arima.

Los modelos **ARMA**, (Autoregressive Moving Average Models), dicho modelo **ARIMA** contiene (p, d, q), que son parámetros de orden en distancia de cada componente del modelo total y pueden ayudarnos a comprender y predecir datos que cambian con el tiempo y tienen un patrón regular [19].

Son muy valiosos en situaciones en las que una serie temporal se puede dilucidar mediante observaciones pasadas [20], [21]. Estos modelos son particularmente eficaces para los datos de series temporales que muestran tendencias, patrones cíclicos, estacionalidad y una aleatoriedad limitada. A pesar de este inconveniente, algunos estudios de investigación han utilizado los modelos ARIMA para la predicción de la energía fotovoltaica, aunque principalmente

para previsiones a muy corto plazo [22], [23].

Los siguientes modelos autorregresivos con los integrados de promedios móviles, conocidos como ARIMA, son muy valiosos en situaciones en las que una serie temporal se puede dilucidar mediante observaciones pasadas [24]. Estos modelos son particularmente eficaces para los datos de series temporales que muestran tendencias, patrones cíclicos, estacionalidad y una aleatoriedad limitada. Sin embargo, un inconveniente importante de estos modelos reside en su naturaleza lineal, que plantea desafíos a la hora de predecir con precisión la energía fotovoltaica debido a sus características no lineales inherentes [22], [25], [26].

En consecuencia, es posible que estos modelos no sean los más adecuados para los horizontes de predicción a corto plazo requeridos en el presente estudio [27].

### 2.3.3 Redes neuronales artificiales.

Un modelo específico de redes neuronales artificiales, fue creado para superar la limitación de linealidad presente en los modelos ARIMA y SARIMA [28], [29]. Las redes nanométricas ofrecen un enfoque más eficaz para pronosticar la energía fotovoltaica debido a sus funciones de activación, que introducen una falta de linealidad esencial en el sistema [30], [23]. Sin embargo, cuando tienes muchos conjuntos de datos complejos con múltiples variables, se requiere el uso de métodos sofisticados como un profundo Análisis en Componentes Principales (PCA) o GA (Algoritmos Genéticos) para determinar cuántas entradas necesitas [31]. Este proceso puede ser complicado y consumir mucho tiempo. Un problema significativo es que el algoritmo puede quedarse atascado en un óptimo local durante el entrenamiento, dependiendo de su método de aprendizaje. Además, si el modelo es complejo, el tiempo de entrenamiento puede ser considerablemente mayor [32], [22].

### 2.3.4 Otros modelos.

Existen diversos modelos alternativos, como los sistemas que muestran inferencia difusa, un modelo llamado gris (GM), el método principal de los k enésimos más cercanos expresados, (k-NN) y las máquinas presentadas de soporte vectorial (SVM). Siendo en general, estos modelos demuestran la capacidad de predecir la energía fotovoltaica y han arrojado resultados prometedores para las predicciones a corto plazo [33].

## 2.4 Evaluación de estándares en los diversos modelos predictivos.

Los criterios a evaluar son empleados en la literatura general global que comprenden una diversidad de enfoques estadísticos, métricas elaboradas para medir la incertidumbre y su propagación, indicadores destinados a definir tendencias, y finalmente, métricas que señalan tendencias económicas y fiabilidad. Sin embargo, cada uno de los diferentes estándares que tienen evaluación que se emplean habitualmente en la mayoría de las publicaciones se basan principalmente en métodos estadísticos [34].

Los principales indicadores según las técnicas estadísticas se delinearán de la siguiente manera. Para lograr este objetivo, se establece inicialmente el error incurrido en una predicción en un momento específico  $t$ , utilizando la ecuación 1.

$$\hat{P}(t + 1) = P(t) \quad (1)$$

Representado por:

$P_{(t)}$ : Potencia total Real en un instante  $t$

$P_{(t+1)}$ : Potencia que es pronosticada en un instante  $t$ .

$E_{(t)}$ : Valor de Error en un instante  $t$ .

Raíz del error medio cuadrático, expresado en inglés como (Root Mean Squared Error).

El error siguiente es el cuadrático medio, expresado por (RMSE), es una

característica de las métricas muy utilizada en la estimación de errores y se origina del error presentado como cuadrático medio, expresado por, (MSE). El procedimiento para calcular este error utilizando la ecuación 2 se explica a continuación [35], [36].

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |e(t)|^2} \quad (2)$$

Representado por:

RMSE<sub>1</sub>: Raíz de error medio cuadrático.

MSE: Error Total de Media Cuadrático.

E<sub>(t)</sub>: Error en el instante t

N: Número de todos los datos disponibles.

t: Valor en el Instante de tiempo.

- Error medio absoluto, expresado como, (Mean Absolute Error).
- Error Medio Absoluto, expresado como, (MAE) es una de las métricas más utilizadas para evaluar errores. Su cálculo se define mediante la Ecuación 3.

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |e(t)| \quad (3)$$

Representado por:

MAE: Error en el medio absoluto.

e<sub>(t)</sub>: Valor del error en un instante t.

N: Número de todos los datos disponibles.

t: Valor del instante de tiempo.

El Error Medio Absoluto Porcentual, representado como, (MAPE), es también una medida comúnmente utilizada ampliamente en la literatura internacional

para evaluar parques optoelectrónicos. Sin embargo, cuando se utiliza esta métrica, generalmente se evita estimar el momento en que el efecto es cero, ya que esto introducirá incertidumbre en el error. El cálculo de este error se describe a continuación utilizando la ecuación 4.

$$MAPE = \frac{100}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{e(t)}{P(t)} \right| \% \quad (4)$$

Representado por:

MAPE: Error en el Medio Absoluto Porcentual.

P<sub>(t)</sub>: Potencia real en un instante t.

e<sub>(t)</sub>: Error en un instante t.

N: Número de todos los datos disponibles.

t: Valor en el instante de tiempo.

## 2.5 Eficiencia sistema fotovoltaico.

Para determinar de manera práctica la eficiencia total de una central fotovoltaica, es necesario llevar a cabo mediciones de la energía generada en los intervalos de tiempo que los equipos de monitoreo permiten [37], [38]. Además, se debe calcular el rendimiento de cada uno de los componentes, como el campo solar, los inversores y los circuitos. Luego, se comparan estas dos fuentes de información [39], [40].

De esta manera, es posible cuantificar el rendimiento en la conversión de energía de las células solares, como se describe en la ecuación 5 [37]

$$\eta = \frac{P_{MP}}{P_{in}} = \frac{FFV_{OC}I_{SC}}{P_{in}} \quad (5)$$

donde:

PMP = Pico de potencia de la célula solar.

P<sub>in</sub> = Potencia incidente.

FF = Factor principal de llenado.

VOC = Valor de Voltaje con circuito abierto.

ISC = Valor de Corriente de cortocircuito, obtenidos de la curva I-V.

## 2.6 Factor de forma.

El área del rectángulo definida por el producto,  $I_{mpp} * V_{mpp}$ , es comparativamente más pequeña en comparación con el área definida por el producto  $I_{sc} * V_{oc}$ , se muestra con sus valores iniciales en la Figura 2.

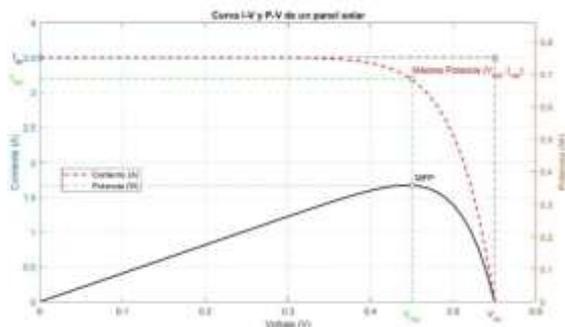


Figura 2: Las curvas que se presentan como, corriente-voltaje (muestran como líneas continuas) y las curvas de potencia-voltaje (representadas como línea continua) de una célula solar.

La correlación entre estas dos áreas se determina con exactitud mediante el Factor de Forma (FF), que se define explícitamente como una métrica.

$$FF = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{I_{sc} * V_{oc}} \quad (6)$$

Donde:

$I_{mpp}$ : Valor de Corriente de máxima potencia.

$V_{mpp}$ : Valor de Voltaje de Máxima potencia.

$I_{sc}$ : Valor de corriente en cortocircuito, con un valor de voltaje igual a cero.

$V_{oc}$ : Valor de voltaje en circuito abierto, cuando el valor de corriente es cero.

El factor de forma tiende a tener un codo más pronunciado cuando se representa en el punto de potencia máxima, representado por, (MPP). El factor de forma, que suele oscilar entre 0,7 y 0,8, presenta una variación mínima entre los diferentes tipos de células solares. Al conocer los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  permiten calcular la potencia representado en el punto de potencia máxima, utilizando la fórmula [34].

$$P_{mpp} = FF * I_{sc} * V_{oc} \quad (7)$$

## 3 Desarrollo.

La utilización de sistemas lineales ARIMA, en el presente análisis de sistemas de generación fotovoltaica, implica un horizonte enfocado, sistemático y riguroso. Como primer lugar, es fundamental recopilar datos históricos detallados y confiables sobre la producción de energía de la central fotovoltaica, así como información sobre variables relevantes de valores de radiación solar, temperatura ambiente, la orientación de los paneles y otros factores meteorológicos. Estos datos constituyen la base esencial para el desarrollo y la validación de los modelos.

Una vez obtenidos los datos necesarios, el siguiente paso es realizar un análisis exploratorio exhaustivo para poder identificar cada uno de los patrones, características, tendencias, así como los diferentes componentes estacionales presentes en cada una de las series de tiempo. Este análisis preliminar es siempre crucial para seleccionar un modelo ARIMA, adecuado u apropiado en determinar los parámetros óptimos. Técnicas como el estudio de la función de autocorrelación y la prueba de raíces unitarias pueden proporcionar información valiosa en esta etapa.

Después de seleccionar el modelo adecuado, se puede comenzar a estimar varios parámetros del modelo, utilizando técnicas de máxima verosimilitud u otros

métodos de estimación. Una vez establecido que el modelo apropiado, ha sido ajustado a todos y cada uno de los datos históricos, se realizan pruebas de diagnóstico para evaluar su rendimiento y validar los supuestos subyacentes. Estas pruebas pueden incluir el análisis de los residuos, la verificación de la normalidad y la ausencia de autocorrelación, entre otros. Si el modelo cumple con los criterios de validación, se puede utilizar para realizar estimaciones y proyecciones precisas del factor de producción y la eficiencia de la central fotovoltaica.

El desarrollo de un modelo de estimación y proyección utilizando ARIMA resulta valioso para la central fotovoltaica de la Universidad Politécnica Salesiana, Campus Sur. Se recopilarían datos históricos detallados de producción energética, radiación solar, temperatura y condiciones meteorológicas locales. Estos datos servirían para desarrollar y validar los modelos. Se realizará un análisis exploratorio de las series de tiempo para identificar patrones, tendencias y componentes estacionales, permitiendo seleccionar el modelo ARIMA por medio del software de MATLAB para determinar los parámetros óptimos por medio de graficas iniciales de los valores calculados. Una vez seleccionado, se estimarían los parámetros del modelo y se realizarían pruebas de diagnóstico rigurosas para evaluar su rendimiento y validar los supuestos. El modelo validado generaría estimaciones precisas del factor de producción y eficiencia, así como proyecciones a corto y largo plazo. Estas proyecciones serían invaluable para planificar operaciones, mantenimiento y evaluar inversiones futuras en tecnologías más eficientes en la central fotovoltaica del Campus Sur. Los resultados podrían compartirse y discutirse en el entorno académico, fomentando el intercambio de

conocimientos sobre energías renovables y sostenibilidad.

### **3.1 Ventajas en el modelo aplicado, ARIMA.**

La aplicación correcta de un modelo, ARIMA, en nuestro caso, para la central de generación fotovoltaica, para el Campus Sur, en la Universidad Politécnica Salesiana ofrece ventajas significativas. Estos modelos estadísticos avanzados permiten capturar y modelar de manera precisa los patrones estacionales y las tendencias presentes en la generación de energía solar, lo cual es fundamental dado el carácter cíclico de la radiación solar. Además, su capacidad de incorporar componentes autorregresivos y de media móvil los hace idóneos para manejar la naturaleza dinámica y variable de los sistemas fotovoltaicos. Al ajustar adecuadamente estos modelos a los datos históricos de producción energética y variables ambientales, se podrían obtener estimaciones y proyecciones confiables del factor de producción y la eficiencia, facilitando una planificación óptima del mantenimiento y las operaciones. Asimismo, el enfoque analítico riguroso de ARIMA contribuiría al avance del conocimiento en energías renovables en el entorno académico de la universidad.

### **3.2 Diagrama de flujo para el modelo, ARIMA.**

Este diagrama presenta el flujo que proporciona una perspectiva más amplia y una visión general del proceso para utilizar los métodos ARIMA en MATLAB, permitiendo el ingreso de datos desde EXCEL, con el objetivo de realizar predicciones de factores de producción y eficiencia en una central fotovoltaica, primero se organiza los datos recolectados y organizados en una tabla, que permita reconocer los valores importantes para un llamado en MATLAB y poder establecer los primeros análisis y muestras por medio

de gráficas que indiquen los estados actuales con lo cual podemos aplicar el modelo ARIMA, y tener las proyecciones en periodos de corto y mediano plazo estableciendo toma de diferentes datos desde el año 2017 hasta el presente año 2024 y poder observar las tendencias de estimación y proyección hasta el año 2028, para lo cual desarrollamos un único diagrama de flujo presentado a continuación:

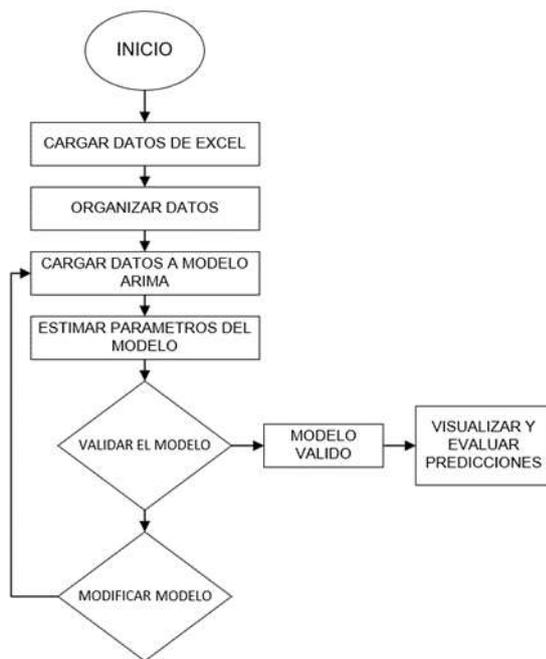


Figura 3: Diagrama de flujo ARIMA.

Representa un diagrama global del proceso, indicando el flujo correcto en la carga los datos a EXCEL para organizarlos, para ser cargados a MATLAB y desarrollar los parámetros del modelo ARIMA validando su modelo.

Una vez que se examinan las características de los datos, se determina que son más adecuados para modelar en ARIMA, para el caso de los siguientes datos determinados como estacionarios o cuando los datos muestran un componente llamado estacional. Tras este proceso de identificación, el siguiente paso consiste en estimar los parámetros óptimos del modelo

elegido y realizar una validación exhaustiva de sus supuestos subyacentes. En los casos en que el modelo no cumple con los supuestos requeridos, se implementan ajustes o se considera un modelo alternativo para su análisis.

Tras establecer correctamente un modelo válido, la fase siguiente implica la utilización de las funciones de MATLAB correspondientes para generar predicciones relacionadas con la producción y la eficiencia. Estas predicciones se adaptan para alinearlas con el modelo específico ARIMA, en función de la determinación anterior. Para concluir el proceso de modelado, las predicciones derivadas se presentan visualmente y se evalúan utilizando métricas de error adecuadas para medir el rendimiento, la precisión y la confiabilidad del modelo. Esta evaluación integral garantiza un análisis e interpretación sólidos de los datos, lo que facilita los procesos de toma de decisiones.

### 3.3 Modelamiento matemático.

#### 3.3.1 La autorregresión (AR).

Utiliza las relaciones entre un valor actual de serie temporal verificado y sus valores anteriores, históricos. Se representa como AR(p), donde  $p$  es el orden del modelo autorregresivo.

$$Y_t = c + \sum_{i=1}^p \phi_i Y_{t-i} + \epsilon_t \quad (8)$$

Representado por:

$Y_t$ : Valor correspondiente de la serie, en el valor, tiempo,  $t$ .

$c$ : Valor de una constante.

$\Phi_i$ : Son los coeficientes de valores autorregresión.

$\epsilon_t$ : Valor del término del error en el tiempo  $t$ .

#### 3.3.2 Parte Integrada (I).

Se utiliza para transformar la serie temporal en una serie estacionaria

(Representa la serie cuyos valores, media y varianza, no cambian con el valor del tiempo) aplicando diferencias sucesivas. Se representa como I(d), donde d es el número de veces que se diferencian los datos para obtener una serie estacionaria.

$$Y'_t = Y_t - Y_{\{t-1\}} \quad (9)$$

Donde:

Yt': es la serie diferenciada.

### 3.3.3 Parte de Media Móvil (MA).

Utiliza las relaciones entre el valor actual y los errores pasados (términos de error) para predecir el valor actual. Si decimos que el modelo es MA(q), estamos usando q términos de error anteriores.

$$Y_t = \mu + \epsilon_t + \theta_1 \epsilon_{t-1} \quad (10)$$

Donde:

Yt: es el valor de la serie en el tiempo t.

$\mu$ : es la media de la serie.

$\epsilon_t$ : es el término de error en el tiempo t.

$\theta_1$ : es el coeficiente que multiplica el término de error anterior  $\epsilon_{t-1}$ .

Significa que el valor actual  $Y_t$  depende de la media en la serie, con el término de error de valor actual  $\epsilon_t$ , y del término con error en el tiempo  $t-1$ .

### 3.3.4 Modelo ARIMA.

El modelo ARIMA (p, d, q) combina estos tres componentes:

$$(1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p)(1 - B)^d Y_t = c + (1 + \theta_1 B + \theta_2 B^2 + \dots + \theta_q B^q) \epsilon_t \quad (11)$$

d: Es el número de diferencias que son necesarias para realizar una serie estacionaria.

$\theta_j$ : son los coeficientes de la parte MA.

B: es el operador de retardo, que básicamente significa

"desplazamiento" en el tiempo. Por ejemplo,  $BY_t = Y_{t-1}$ .

### 3.4 Caso de estudio.

En el estudio del caso en particular, se realizará un análisis en profundidad de las tendencias históricas de producción y las métricas de eficiencia relacionadas con una planta de energía fotovoltaica específica.

El objetivo principal es obtener estimaciones y pronósticos mediante la aplicación de modelos lineales. Estos modelos son fundamentales para mejorar nuestra comprensión de la eficacia operativa de la planta y facilitar las previsiones para el próximo período. Estos conocimientos son cruciales para dirigir las decisiones relacionadas con la gestión y la planificación estratégica del funcionamiento de la planta.

La instalación de energía fotovoltaica que se está analizando cuenta con una capacidad operativa y está estratégicamente situada en un área caracterizada por una abundante exposición solar. Tenemos a nuestra disposición registros mensuales detallados de los últimos años, que abarcan datos sobre la generación de energía, los niveles de radiación solar y varios otros parámetros ambientales.

La construcción de un modelo predictivo lineal que pueda medir de manera efectiva tanto la eficiencia de producción como la eficacia general de la planta. Este modelo se basará en las variables predictoras pertinentes, como la irradiancia solar, las fluctuaciones de la temperatura ambiente y otros factores importantes. Además, la intención es aprovechar este modelo para generar pronósticos futuros y evaluar diversos escenarios hipotéticos.

## 4 Análisis de resultados.

El presente modelo, ARIMA es particularmente efectivo para capturar y visualizar, patrones estacionales y tendencias en producción de energía a

través de paneles solares una central, influenciada por valores de la variabilidad que se ha presentado en radiación solar.

Para este análisis, se han utilizado datos semestrales desde 2017 hasta 2024, que son organizados en la tabla 1, incluyendo los valores distintos de producción energética real y variables totales ambientales como radiación solar y temperatura. El objetivo es desarrollar modelos predictivos precisos que faciliten la planificación óptima de operaciones y mantenimiento, maximizando el rendimiento y la eficiencia de la central fotovoltaica ubicada en la Universidad Politécnica Salesiana, Campus Sur.

Tabla 1: Rendimiento total de una central de generación fotovoltaica.

SEMESTRE	Rendimiento específico de la planta [kWh/kWp]	Solar rad kW/m <sup>2</sup>	TEMP °C	Humidity %	Factor de Producción
08/06/2017	109,32	0,35	18,60	55,33	0,053142
10/12/2017	112,80	0,30	18,50	54,72	0,047001
11/06/2018	101,19	0,29	18,60	54,32	0,040758
11/12/2018	101,77	0,30	18,30	54,62	0,042403
12/06/2019	100,10	0,29	18,60	54,63	0,040318
16/12/2019	101,77	0,31	19,10	52,72	0,043958
21/06/2020	102,54	0,33	19,00	50,62	0,047425
10/12/2020	101,21	0,34	19,30	49,52	0,047794
15/05/2021	103,28	0,31	19,60	47,72	0,045042
15/12/2021	107,01	0,33	19,80	49,13	0,049048
10/06/2022	103,76	0,29	19,40	51,52	0,042080
15/12/2022	105,04	0,33	19,30	50,43	0,048579
10/06/2023	105,91	0,32	19,80	48,02	0,047071
10/12/2023	99,15	0,31	20,00	58,53	0,042691
12/05/2024	112,17	0,30	19,70	59,94	0,042571

Los resultados obtenidos proporcionarán estimaciones y proyecciones confiables, todos los valores son organizados en la tabla 1, son valores obtenidos por medio de las bases de datos que se mantienen en el campus sur desde las WEB: <https://vrm.victronenergy.com/>, <https://www.sunnyportal.com/>, páginas desde las cuales se mantiene un monitoreo y se recolectan los datos mostrados que

serán esenciales para optimizar la producción, eficiencia de energía limpia renovable y que es de constante análisis, reducir costos operativos y apoyar los cambios en un futuro energético adecuado, limpio y más sostenible, utilizando la planta de 36 paneles solares, de los cuales se obtuvo datos importantes, a continuación se muestra su ficha técnica que permite tener mayores datos del fabricante, este es el panel solar: JKM420N-54HL4-V.

Tabla 2: Características del panel JKM420N-54HL4-V.

FICHA TÉCNICA PANEL SOLAR JINKO			
PANEL	JKM420N-54HL4-V		
Potencia máxima (Pmax)	420	W	
POWER Tolerancia de medición.	-3	%	
Voltaje máxima potencia. (Vmp)	31,51	V	
Corriente máxima potencia. (Imp)	13,33	A	
Voltaje en circuito abierto. (Voc)	38,11	V	-3 %
Corriente en cortocircuito (Isc)	14,07	A	-4 %
Voltaje máximo del sistema.	1500	VDC	
Máximo valor del fusible en serie	25	A	
Temperatura normal de operación.	-40	°C	-85 °C
Clase de protección	II		
Peso	22	Kg	
Dimensión	1722*1134*30	mm	

#### 4.1 Potencia de la planta durante los semestres de 2017 a 2024.

Los resultados iniciales de la recopilación de los datos históricos de la central fotovoltaica marcan la primera tendencia de constante producción, por medio de los datos recopilados y por medio del software de MATLAB, obtenemos las gráficas, de producción generada, producción por metro cuadrado y su respectivo factor de producción histórico y actual de la central fotovoltaica de la Universidad Politécnica Salesiana Campus Sur. Tomando en cuenta la potencia

máxima por panel ( $P_{max}$ ) de 420 [W] con una distribución de 36 paneles en total. Su fecha de puesta en marcha se marca en mayo del 2017, tomando en cuenta una baja producción en el año 2019, por soporte técnico y mantenimiento y su constante producción en los siguientes años hasta el semestre del año 2024.

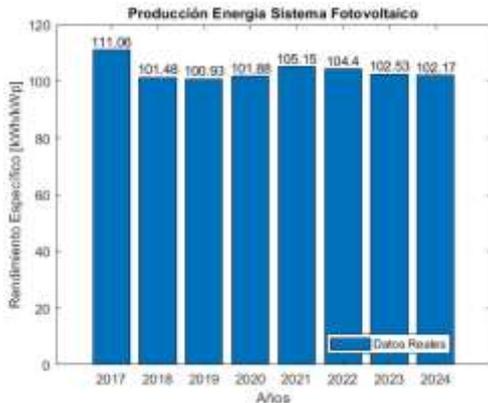


Figura 4: Rendimiento específico de la planta [kWh/kWp].

En la figura 4 muestra la potencia generada desde su primer año de instalación 2017, hasta el primer semestre del año 2024, se remarca su baja producción en el año 2019, por soporte técnico a la central, en dicha figura de indica la tendencia de producción constante en los años marcando su eficiencia y vida útil en óptimas condiciones, estos valores permitirá establecer que el modelo adecuado, ARIMA, podrá obtener la estimación y proyección que tendrá en un corto a largo plazo su producción energética siendo su análisis a partir del año 2024 hasta el año 2028.

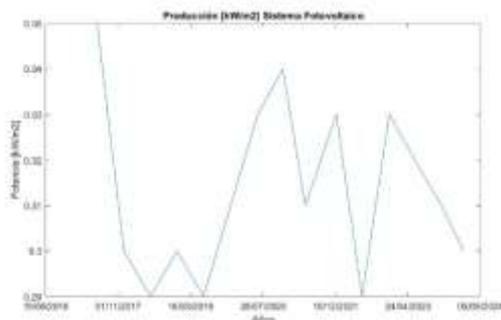


Figura 5: Potencia [kW/m<sup>2</sup>] semestral del 2017 al 2024.

La potencia establecida durante el histórico de los datos obtenidos muestra por medio de la figura 5, una constante producción por metro cuadrado dentro de los parámetros normales de instalación de la planta y con un valor que oscila dentro de los 0,29 [kW/m<sup>2</sup>], hasta los 0.35 [kW/m<sup>2</sup>], notando la radiancia durante este periodo del año 2017 hasta el año 2024.

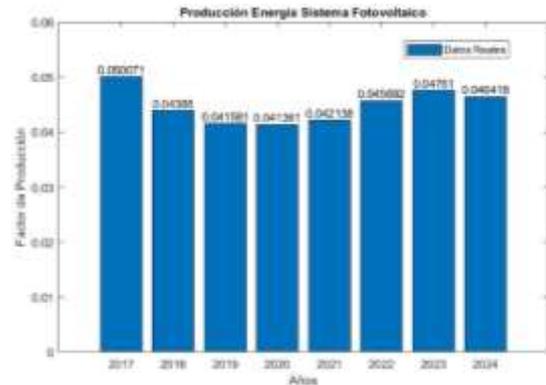


Figura 6: Factor de producción en los semestres del 2017 al 2024.

En la figura 6, se representa el factor de producción en base a los datos y valores recopilados, los cuales permitirán obtener la estimación y proyección para futuros periodos. Las gráficas muestran la eficiencia y producción de una central fotovoltaica con datos semestrales recopilados desde junio de 2017 hasta mayo de 2024, incluyendo la potencia generada (kWh), capacidad del panel (420 W), potencia por metro cuadrado ( $w/m^2$ ) y el factor de forma (FF), que mide la eficiencia. Los datos muestran variaciones en la generación de energía y la eficiencia a lo largo del tiempo. Aplicando modelos lineales, se identifican tendencias y se hacen proyecciones futuras para optimizar la operación de la central fotovoltaica.

## 4.2 Predicciones presentadas por el Modelo Autorregresivo de Media Móvil y ARIMA.

Con el modelo Arima permite generar la potencia generada con las predicciones hasta el semestre 2028 y así calcula el factor de forma (FF) que es una métrica esencial

en energía solar que muestra qué tan eficientemente una planta convierte la energía solar en electricidad. Se calcula dividiendo la potencia máxima teórica del panel solar por la potencia real producida, con esos datos, se podrá obtener el FF para los periodos actuales y poder obtener la proyección y estimación para su respectivo análisis.

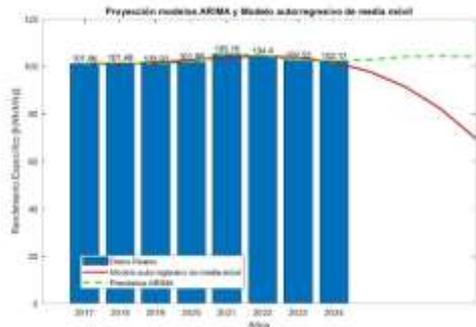


Figura 7: Proyección hasta el 2028 propuesta por ARIMA y Modelo siguiente en autorregresivo de media móvil.

La figura 7, muestra las predicciones hasta el semestre 2028 con el modelo previsto ARIMA y modelo propuesto autorregresivo de media móvil, por medio de todos los valores obtenidos nuestra proyección muestra y tendencia en el modelo ARIMA, el cual contiene las constantes ARIMA(3, 1, 2), con lo cual muestra en la proyección y estimación que se mantiene casi constante en el tiempo siendo un valor final en el año 2024 de 102.17 [kWh/kWp] en su rendimiento específico y terminando esta proyección con un valor de 104.03 [kWh/kWp], mientras para el modelo autorregresivo de media móvil su tendencia es baja terminando en la proyección al año 2028 con un valor de 69.27 [kWh/kWp], dicha tendencia se podría interpretar por el tiempo de vida útil del panel.

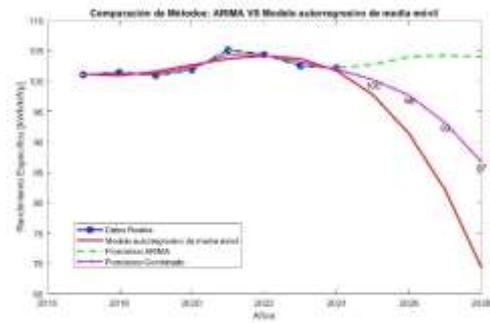


Figura 8: Proyección y estimación del 2017 al 2028, aplicando un pronóstico combinado.

En la figura 8, se toma un pronóstico combinado de los modelos aplicados el cual muestra una tendencia más real con respecto al paso del tiempo y calidad de vida útil del panel solar en cuanto a su rendimiento específico. Con un valor final para el año 2028 de 87 [kWh/kWp].

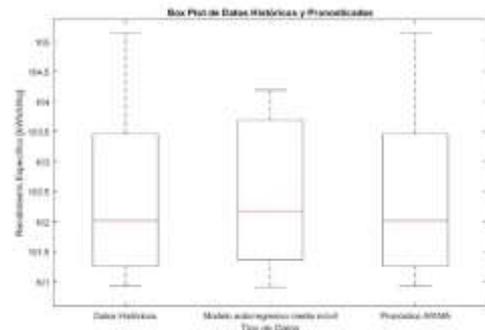


Figura 9: Comparativa de los valores Históricos, media móvil y ARIMA.

La estimación de rendimiento específico por parte de los modelos media móvil y ARIMA, muestra en la figura 9, la estimación de los valores que se mantienen en el periodo de análisis de la central fotovoltaica demostrando su tendencia hasta el año 2028 se mantiene y muestra que la central fotovoltaica de la Universidad Politécnica Salesiana, Campus Sur, aún se encuentra en sus valores de potencia y eficiencia normales.



Figura 10: Factor de producción en los semestres del 2017 al 2028.

Estas métricas indican, que los valores en promedio, las predicciones del primer modelo, como es ARIMA y autorregresivos de con media móvil, la tendencia es correcta de acuerdo a la figura 10, que indican la tendencia correcta con el transcurrir de los años en el futuro periodo hasta el año 2028. Además, el error porcentual medio es de aproximadamente 0.55%, lo que sugiere una precisión razonable del modelo en relación con el tamaño de los datos y la naturaleza de la predicción.

#### 4.2.1 Descripción del Modelo propuesto, ARIMA (3,1,2), (Distribución Gaussiana).

El modelo propuesto, ARIMA (3,1,2), se utiliza para modelar series temporales considerando tres componentes en valores autorregresivos (AR) y dos componentes en valores de media móvil (MA), con una diferenciación al primer orden (1). Se presentan los resultados del ajuste del modelo junto con las métricas estadísticas correspondientes.

Tabla 3: Parámetros del Factor de producción con modelo propuesto Autorregresivo de media móvil y ARIMA.

ARIMA (3,1,2), Modelo presentado (Gaussian Distribution):				
	Valor	Error Estándar	Estadística T	P Valor
Constante	-0.00052186	0.0030926	-0.16874	0.866
AR [1]	0	0,95388	0	1
AR [2]	0	2,5029	0	1
AR [3]	2,00E-12	1,8527	1,08E-12	1
MA [1]	0,5223	1,0595	0,49298	0,62202
MA [2]	-0,049633	2,6298	-0,018873	0,98494
Variancia	6,77E-06	2,03E-06	3,3385	0,00084242

#### 4.2.2 Análisis Cuantitativo

Constante:

Valor: -0.00052186  
 Error Estándar: 0.0030926  
 Estadístico t: -0.16874  
 Valor p: 0.866

Interpretación: La constante no es significativamente diferente de cero ( $p > 0.05$ ), indicando que no hay una tendencia constante en la serie temporal modelada.

Coefficientes Autorregresivos (AR):

AR {1}:  
 Valor: 0  
 Error Estándar: 0.95388  
 Estadístico t: 0  
 Valor p: 1

AR {2}:  
 Valor: 0  
 Error Estándar: 2.5029  
 Estadístico t: 0  
 Valor p: 1

AR {3}:  
 Valor: 2e-12  
 Error Estándar: 1.8527  
 Estadístico t: 1.0795e-12  
 Valor p: 1

Interpretación: Los coeficientes autorregresivos AR en {1}, AR en {2} y AR en {3} no son significativamente diferentes de cero ( $p > 0.05$ ), lo que sugiere que no hay dependencia significativa en los valores anteriores de la serie temporal.

#### 4.2.3 Coeficientes de Media Móvil (MA)

MA {1}:  
 Valor: 0.5223  
 Error Estándar: 1.0595  
 Estadístico t: 0.49298  
 Valor p: 0.62202

MA {2}:  
Valor: -0.049633  
Error Estándar: 2.6298  
Estadístico t: -0.018873  
Valor p: 0.98494

Interpretación: Los coeficientes de media móvil MA {1} y MA {2} no son significativamente diferentes de cero ( $p > 0.05$ ), lo que indica que no hay un componente de media móvil significativo en la serie temporal.

#### 4.2.4 Varianza:

Valor: 6.7685e-06  
Error Estándar: 2.0274e-06  
Estadístico t: 3.3385  
Valor p: 0.00084242

Interpretación: La varianza es significativa ( $p < 0.05$ ), indicando que la varianza de los residuos del modelo no es despreciable y debe ser tomada muy en cuenta en cada análisis.

Cada resultado presenta que el modelo propuesto, ARIMA y el modelo propuesto autorregresivo de media móvil, demuestran una adecuada capacidad para predecir la potencia de la planta solar hasta el año 2028, con errores de predicción relativamente bajos.

En las gráficas se muestra las proyecciones que se tiene de forma semestral hasta el año 2028 observando que tiene una tendencia de estabilizador para la potencia mostrando una diferencia clara con el modelo de ARIMA pues el mismo muestra una tendencia ascendente de potencia. Esta tendencia que muestra de estabilizar la potencia se debe a los valores reales con los que fueron realizados las proyecciones en el modelo.

## 5 Conclusiones.

En el desarrollo de un modelo matemático para estimación y proyección del factor de producción y eficiencia

utilizando métodos lineales, se puede concluir la vital importancia de mantener un adecuado proceso de recolección de valores y datos históricos de generación fotovoltaica, pues estos son valores muy importantes, para el presente artículo con lo cual se demuestra que las tendencias se mantienen siendo el año 2017, inicio de este estudio, con su factor de producción de 5.3%, y para la estimación y proyección al año 2028, su valor será 4.3%, demostrando su caída en el factor de producción al paso de los años y vida útil del panel solar, actualmente trabajando.

Al realizar los análisis de todos los datos históricos obtenidos de la planta fotovoltaica en la Universidad Politécnica Salesiana, se identificaron patrones de constantes producción y eficiencia que están al margen de los valores típicos siendo la capacidad total instalada de 15,12 [kWp] y su estimación y proyección, muestra un valor de 14.66 [kWp], indicando que con el paso de los años su capacidad va disminuyendo de acuerdo a su producción y condiciones de los paneles instalados en la planta fotovoltaico de la Universidad Politécnica Salesiana.

El análisis de cada uno de los parámetros del modelo propuesto, ARIMA (3,1,2), revela que cada uno de los coeficientes para autorregresivos (AR) y de media móvil (MA) no son significativamente diferentes de cero, lo que indica como sugerencia que este modelo propuesto específico no captura adecuadamente una estimación de la estructura en la serie temporal. La no significancia de estos coeficientes (con valores p muy altos) indica que no hay dependencia significativa en los valores anteriores en la serie propuesta temporal ni en cada componente de media móvil.

Sin embargo, la varianza de los residuos es significativa, lo que sugiere en el presente que hay una variabilidad indicada en los datos que falta ser explicada por el propuesto modelo. Esta significancia de la

varianza implica que la variabilidad en la serie temporal es un factor importante que debe ser considerado y puede indicar la necesidad de un modelo más adecuado o la inclusión de otros factores explicativos.

Dado que los coeficientes AR y MA no son significativos, se recomienda revisar el modelo ARIMA utilizado, probar con otros órdenes de ARIMA, proporcionar y considerar en incluir nuevos valores de otros componentes para mejorar dicho ajuste y la capacidad predictiva del modelo. Es esencial realizar un análisis adicional para identificar un modelo que capture mejor la total dinámica subyacente mostrando la serie temporal y proporcione proyecciones más precisas, afinadas y fiables.

La estimación precisa y la proyección confiable del factor de producción y la eficiencia son cruciales con el fin de poder optimizar los valores en rentabilidad de la inversión inicial en plantas fotovoltaicas, minimizar los gastos operativos y fomentar los cambios hacia un futuro energético mucho más sustentable, limpio y respetuoso con todo medio ambiente en la actualidad.

## 6 Referencias.

- [1] L. L. Jiang, "Modeling and optimization of photovoltaic systems under partially shaded and rapidly changing conditions," Nanyang Technological University, 2014. doi: 10.32657/10356/62198.
- [2] J. Gaboitaolelwe, A. M. Zungeru, A. Yahya, C. K. Lebekwe, D. N. Vinod, and A. O. Salau, "Machine Learning Based Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review and Comparison," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 40820–40845, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3270041.
- [3] W. Charfi, M. Chaabane, H. Mhiri, and P. Bournot, "Performance evaluation of a solar photovoltaic system," *Energy Reports*, vol. 4, pp. 400–406, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.egy.2018.06.004.
- [4] S. Hegedus, "Review of photovoltaic module energy yield ( $k \frac{W}{h/k} \frac{S}{W}$ ): comparison of crystalline  $S$  and thin film technologies," *WIREs Energy and Environment*, vol. 2, no. 2, pp. 218–233, Mar. 2013, doi: 10.1002/wene.61.
- [5] J. A. Kratochvil, W. E. Boyson, and D. L. King, "Photovoltaic array performance model," *OSTI.GO*, vol. SAND2004-3535, Aug. 2014.
- [6] S. I. Alma'asfa, F. Y. Fraige, M. S. Abdul Aziz, C. Y. Khor, and L. A. Al-Khatib, "Evaluating the performance of the Anwaralardh photovoltaic power generation plant in Jordan: Comparative analysis using artificial neural networks and multiple linear regression modeling," *International Journal of Renewable Energy Development*, vol. 13, no. 4, pp. 608–617, Jul. 2024, doi: 10.61435/ijred.2024.60156.
- [7] C. Cuji and J. Villarreal, "Diseño y Evaluación de un Sistema Fotovoltaico Aislado para Iluminación en Vías Rurales y Carga de Vehículos Eléctricos Basado En Un Enfoque Multipropósito," *Revista Técnica "energía"*, vol. 20, no. 2, pp. 47–57, Jan. 2024, doi: 10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.614.
- [8] T. Eswam and P. L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, Jun. 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
- [9] C. Paravalos, E. Koutroulis, V. Samoladas, T. Kerekes, D. Sera, and R. Teodorescu, "Optimal Design of Photovoltaic Systems Using High Time-Resolution Meteorological Data," *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 10, no. 4, pp.

- 2270–2279, Nov. 2014, doi: 10.1109/TII.2014.2322814.
- [10] L. Chen, S. Li, and X. Wang, “Quickest Fault Detection in Photovoltaic Systems,” *IEEE Trans Smart Grid*, pp. 1–1, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2601082.
- [11] M. V Dambhare, B. Butey, and S. V Moharil, “Solar photovoltaic technology: A review of different types of solar cells and its future trends,” *J Phys Conf Ser*, vol. 1913, no. 1, p. 012053, May 2021, doi: 10.1088/1742-6596/1913/1/012053.
- [12] Bach. Nil’s Erincson Aguirre Peña, “Diseño De Un Sistema Fotovoltaico Conectado A La Red Eléctrica Pública Para La I.E N° 16531, Puerto Chinchipe – San Ignacio,” Universidad Nacional De Jaén, Jaén, 2019.
- [13] A. Fragaki, T. Markvart, and G. Laskos, “All UK electricity supplied by wind and photovoltaics – The 30–30 rule,” *Energy*, vol. 169, pp. 228–237, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.11.151.
- [14] C. Cuji and E. Mediavilla, “Controlador Difuso Para Gestión De La Energía En Un Proceso De Transición De Central De Generación Térmica A Renovables,” *Revista Técnica “energía,”* vol. 18, no. 2, pp. 61–73, Jan. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.491.
- [15] D. P. Jovanovic, G. F. Ledwich, and G. R. Walker, “Model Predictive Control Strategy for Residential Battery Energy Storage System in Volatile Electricity Market with Uncertain Daily Cycling Load,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 534–543, 2023, doi: 10.35833/MPCE.2021.000207.
- [16] J. Lopez, J. E. Rubio, and C. Alcaraz, “A Resilient Architecture for the Smart Grid,” *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 14, no. 8, pp. 3745–3753, Aug. 2018, doi: 10.1109/TII.2018.2826226.
- [17] D. Cheng, B. A. Mather, R. Seguin, J. Hambrick, and R. P. Broadwater, “Photovoltaic (PV) Impact Assessment for Very High Penetration Levels,” *IEEE J Photovolt*, vol. 6, no. 1, pp. 295–300, Jan. 2016, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2481605.
- [18] A. A. Gonzales Vega, A. J. Chica Tambaco, C. E. Álava Vélez, V. L. Montaña Roldan, and P. L. Ortiz Caicedo, “Energía solar en aplicaciones mecánicas,” *Ibero-American Journal of Engineering & Technology Studies*, vol. 4, no. 1, pp. 22–30, Jan. 2024, doi: 10.56183/iberotecs.v4i1.638.
- [19] M. Elsaraiti, G. Ali, H. Musbah, A. Merabet, and T. Little, “Time Series Analysis of Electricity Consumption Forecasting Using ARIMA Model,” in *2021 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, IEEE, Apr. 2021, pp. 259–262. doi: 10.1109/GreenTech48523.2021.00049.
- [20] Karla Cedano, Rafael García, and Rafael Carmona, “La Revista Energías Renovables, es el órgano oficial de comunicación de la Asociación Nacional de Energía Solar, AC, hecha por especialistas en energías renovables y dirigida al medio especializado, así como a ciudadanos interesados en formar parte del cambio energético tan urgente en México, así como en todo el mundo,” *La Revista Energías Renovables*, vol. 45, pp. 1–27, Jan. 2022.
- [21] M. Pilar Muñoz, “Modelos estadísticos en la producción y gestión de la energía eléctrica,” Universidad Politécnica de Cataluña, 2018.
- [22] R. D. De la Cruz, L. F. Tipán, and C. C. Cuji, “Brief Analysis of the Location and Determination of Maximum Capacity of Distributed Generation in Electrical Systems Considering Demand Scenarios in Ecuador,” *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 10, p. 2308, May 2024, doi: 10.3390/en17102308.

- [23] C. Cuji and R. O. Galarza Zambrano, "Gestión Óptima De La Energía En Un Proceso Paulatino Y Controlado Para Contribuir A La Descarbonización Del Sector Eléctrico," *Revista Técnica "energía,"* vol. 19, no. 1, pp. 71–84, Jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.518.
- [24] W. Chen, Y. Duan, L. Guo, Y. Xuan, and X. Yang, "Modeling and Prediction of Radiated Emission From Solar Cell in a Photovoltaic Generation System," *IEEE J Photovolt,* vol. 6, no. 2, pp. 540–545, Mar. 2016, doi: 10.1109/JPHOTOV.2016.2514741.
- [25] Jaime Andres Sancho Taday And Paulo Cesar Toalongo Paida, "Análisis De La Producción De Energía Fotovoltaica Mediante El Uso De Espejos En Configuración Dinámica," Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, Cuenca, 2021.
- [26] T. Jakasa, I. Androcec, and P. Sprcic, "Electricity price forecasting &#x2014; ARIMA model approach," in *2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, IEEE, May 2011, pp. 222–225. doi: 10.1109/EEM.2011.5953012.
- [27] María Yamileth Sacón Loor And Carlos Antonio Vera Sacón, "Sistema Solar Fotovoltaico Aislado Para El Suministro De Energía Eléctrica De Una Vivienda En La Comunidad Rural Mocochal, Calceta," Escuela Superior Politécnica Agropecuaria De Manabí Manuel Félix López, Calceta, 2023.
- [28] F. Mahia, A. R. Dey, M. A. Masud, and M. S. Mahmud, "Forecasting Electricity Consumption using ARIMA Model," in *2019 International Conference on Sustainable Technologies for Industry 4.0 (STI)*, IEEE, Dec. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/STI47673.2019.9068076.
- [29] U. M. Sirisha, M. C. Belavagi, and G. Attigeri, "Profit Prediction Using ARIMA, SARIMA and LSTM Models in Time Series Forecasting: A Comparison," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 124715–124727, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3224938.
- [30] "Escuela Politécnica Nacional Facultad De Ingeniería Eléctrica Y Electrónica Predicción De La Potencia Activa A Corto Plazo De Un Parque Fotovoltaico Utilizando Una Red Neuronal Artificial Proyecto Previo A La Obtención Del Título De Ingeniero Eléctrico Andrés Francisco Romero Granda."
- [31] Z. Zhao, C. Wang, M. Nokleby, and C. J. Miller, "Improving short-term electricity price forecasting using day-ahead LMP with ARIMA models," in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, Jul. 2017, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2017.8274124.
- [32] Ana María González Lozada, "Proyecto Básico de Planta Solar Fotovoltaica de 2 MW con seguimiento a un eje," Universidad de Sevilla, Sevilla, 2021.
- [33] María del Mar Jiménez García, "Análisis de la variabilidad de la generación de energía solar PV en España," Universidad De Jaén, Jaen, 2023.
- [34] Gonzalo Herrero López-Linares, "Estudio de viabilidad de la instalación de paneles fotovoltaicos en viviendas particulares conectadas a la red eléctrica," Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, 2021.
- [35] Daniel Cuesta Santos Tutor and Ángela Fernández Pascua, "Predicción de Energía Solar con Modelos Autorregresivos," Universidad Autónoma De Madrid Escuela Politécnica Superior, Madrid, 2019.
- [36] J. G. Checa Burgos, F. J. Fares Vargas, A. R. Delgado Revilla, C. H. Lozada Cabrera, and L. A. Sandoval Almeida, "Una revisión del desarrollo de los modelos matemáticos para la estimación de la potencia eléctrica generada en un sistema fotovoltaico," *Ciencia Latina*

- Revista Científica Multidisciplinar*, vol. 7, no. 3, pp. 8002–8013, Jul. 2023, doi: 10.37811/cl\_rcm.v7i3.6784.
- [37] Eduardo Javier Salazar Alava, “Análisis Del Factor De Rendimiento Y Eficiencia Para Centrales De Generación De Energía Solar Fotovoltaica,” Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito, Quito, 2018.
- [38] Oscar Perpiñán Lamigueiro, *Energía Solar Fotovoltaica*. 2020.
- [39] J. Bach. Fernandez Moreno and K. J. Izaguirre Leon, “Incremento del potencial de generación eólico-solar en la transición energética RER peruana a corto plazo al 2027,” Universidad Nacional Del Santa, Nuevo Chimbote, 2023.
- [40] J. Liu, M. Yang, and W. Tao, “Impedance-Based Stability Analysis of Grid-Tied Photovoltaic System With Superconducting Magnetic Energy Storage System,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 31, no. 8, pp. 1–4, Nov. 2021, doi: 10.1109/TASC.2021.3101778.
- [41] R. D. De la Cruz, L. F. Tipán y C. C. Cuji, "Brief Analysis of the Location and Determination of Maximum Capacity of Distributed Generation in Electrical Systems Considering Demand Scenarios in Ecuador," *Energies*, vol. 17, no. 10, p. 2308, 2024. [Online]. Disponible: <https://doi.org/10.3390/en17102308>
- [42] C. Cuji y D. Polanco, "Estimación Del Tiempo De Recuperación De Energía Aplicado En Producción De Hidrogeno Con Fines De Generación Eléctrica," *Revista Técnica energía*, vol. 18, no. 2, pp. 74-84, 2022. [Online]. Disponible: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.492>
- [43] C. Cuji y E. Mediavilla, "Controlador Difuso Para Gestión De La Energía En Un Proceso De Transición De Central De Generación Térmica A Renovables," *Revista Técnica energía*, vol. 18, no. 2, pp. 61-73, 2022. [Online]. Disponible: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.491>.
- [44] C. Franco-Crespo, J. Guaman, J. Chuqui, R. Tufiño, y S. Serrano-Vincenti, "Measuring Climate Change Effects on Traditional Crops of the Highlands, Ecuador." Disponible en SSRN: <https://ssrn.com/abstract=4396486> o <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4396486>
- [45] Formato Documento Electrónico (APA) Taco, Juan, & Tipán, Luis. (2020). Metodología para la determinación de indicadores de Eficiencia Eléctrica en la Zona Residencial. *Revista Técnica energía*, 16(2), 70-90. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.354>
- [46] Formato Documento Electrónico (APA) Tipán, Luis, & Rumipamba, José. (2019). Determinación del factor de potencia mediante el uso de SBC en clientes. *Revista Técnica energía*, 15(2), 66-75. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v15.n2.2019.379>
- [47] Calvachi, David, Luis Tipán, and Manuel Jaramillo. 2023. "Localization and Sizing of Distributed Generation through a Genetic Algorithm to Improve Voltage Profile Using Ecuadorian Standards" *Energies* 16, no. 10: 4139. <https://doi.org/10.3390/en16104139>
- [48] Formato Documento Electrónico (APA) Tipán, Luis, & Torre, Esteban De La. (2021). Caracterización de Energía Solar Fotovoltaica utilizando el Modelo Aniso Trópico de Muneer. *Revista Técnica energía*, 17(2), 65-73. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.423>
- [49] Formato Documento Electrónico (APA) Tipán, Luis, & Torre, Esteban De La. (2021). Caracterización de Energía Solar Fotovoltaica utilizando el Modelo Aniso Trópico de Muneer. *Revista*

Técnica energía, 17(2), 65-73.  
<https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.423>

- [50] De la Cruz, Roger David, Luis Fernando Tipán, and Cristian Cristobal Cuji. 2024. "Brief Analysis of the Location and Determination of Maximum Capacity of Distributed Generation in Electrical Systems Considering Demand Scenarios in Ecuador" *Energies* 17, no. 10: 2308.  
<https://doi.org/10.3390/en17102308>

## 6.1 Matriz de estado del arte.

Tabla 4: Matriz de estado del arte.

ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DEL FACTOR DE PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA APLICANDO MODELOS LINEALES																					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA	
				TIPOS DE PANELES SOLARES	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	TECNICAS DE PREDICCIÓN DE SERIES TEMPORALES	CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LOS MODELOS DE PREDICCIÓN	EFICIENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	FACTOR DE PRODUCCIÓN	REDES NEURONALES ARTIFICIALES	MODELAMIENTO MATEMATICO	EVALUACION DE LOS ESTANDARES DE MODELOS PREDICTIVOS	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA	ESTABILIDAD EN LA RED	MODELOS MEDIA MOVIL	MODELO ARIMA	ALGORITMOS, HEURÍSTICAS o METAHEURÍSTICAS	UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO	MANEJO DE DATOS	ANALISIS ARIMA
1	2014	Modeling and optimization of photovoltaic systems under partially shaded and rapidly changing conditions	3	☒	☒						☒				☒				☒		
2	2023	Machine Learning Based Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review and Comparison	24		☒	☒		☒	☒		☒				☒	☒			☒	☒	
3	2018	Performance evaluation of a solar photovoltaic system	99		☒		☒	☒	☒						☒	☒			☒	☒	
4	2013	Review of photovoltaic module energy yield (k W h/k W): comparison of crystalline Si and thin film technologies	49	☒				☒						☒					☒		
5	2004	Photovoltaic array performance model	167	☒	☒		☒	☒						☒					☒		
6	2024	Evaluating the performance of the Anwaralardh photovoltaic power generation plant in Jordan: Comparative analysis using artificial neural networks and multiple	4					☒	☒	☒					☒	☒				☒	
7	2024	Diseño y Evaluación de un Sistema Fotovoltaico Aislado para Iluminación en Vías Rurales y Carga de Vehículos Eléctricos Basado En Un Enfoque Multipropósito	1	☒	☒	☒	☒								☒					☒	

**ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DEL FACTOR DE PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA  
APLICANDO MODELOS LINEALES**

DATOS		TEMÁTICA							FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA			
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TIPOS DE PANELES SOLARES	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	TECNICAS DE PREDICCIÓN DE SERIES TEMPORALES	CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LOS MODELOS DE PREDICCIÓN	EFICIENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	FACTOR DE PRODUCCIÓN	REDES NEURONALES ARTIFICIALES	MODELAMIENTO MATEMATICO	EVALUACION DE LOS ESTANDARES DE MODELOS PREDICTIVOS	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA	ESTABILIDAD EN LA RED	MODELOS MEDIA MOVIL	MODELO ARIMA	ALGORITMOS, HEURISTICAS o METAHEURISTICAS	UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO	MANEJO DE DATOS	ANALISIS ARIMA
8	2007	Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques	7192			☒	☒				☒	☒		☒				☒		☒	
9	2014	Optimal Design of Photovoltaic Systems Using High Time-Resolution Meteorological Data	56		☒			☒											☒		
10	2016	Quickest Fault Detection in Photovoltaic Systems	102			☒	☒				☒									☒	
11	2021	Solar photovoltaic technology: A review of different types of solar cells and its future trends	119	☒				☒					☒	☒						☒	
12	2019	Diseño de un sistema fotovoltaico Conectado a la red eléctrica pública para la IE N 16531, Puerto Chinchipe–San Ignacio	6	☒	☒			☒					☒	☒	☒					☒	
13	2019	All UK electricity supplied by wind and photovoltaics–The 30–30 rule	18		☒			☒	☒						☒					☒	
14	2022	Controlador Difuso Para Gestión De La Energía En Un Proceso De Transición De Central De Generación Térmica A Renovables	5			☒	☒				☒							☒			
15	2022	Model Predictive Control Strategy for Residential Battery Energy Storage System in Volatile Electricity Market with Uncertain Daily Cycling Load	3		☒									☒	☒						

ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DEL FACTOR DE PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA APLICANDO MODELOS LINEALES																					
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TIPOS DE PANELES SOLARES	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	TECNICAS DE PREDICCIÓN DE SERIES TEMPORALES	CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LOS MODELOS DE PREDICCIÓN	EFICIENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	FACTOR DE PRODUCCIÓN	REDES NEURONALES ARTIFICIALES	MODELAMIENTO MATEMATICO	EVALUACION DE LOS ESTANDARES DE MODELOS PREDICTIVOS	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA	ESTABILIDAD EN LA RED	MODELOS MEDIA MOVIL	MODELO ARIMA	ALGORITMOS, HEURÍSTICAS o METAHEURÍSTICAS	UBICACIÓN Y LOCALIZACION SISTEMA FOTOVOLTAICO	MANEJO DE DATOS	ANALISIS ARIMA
16	2018	A Resilient Architecture for the Smart Grid	47					☒	☒			☒								☒	
17	2015	Photovoltaic (PV) Impact Assessment for Very High Penetration Levels	173					☒	☒				☒	☒							
18	2024	Energía solar en aplicaciones mecánicas	1	☒									☒						☒		
19	2021	Time Series Analysis of Electricity Consumption Forecasting Using ARIMA Model	41			☒	☒			☒		☒				☒				☒	☒
20	2022	La Revista Energías Renovables	1	☒		☒													☒		
21	2018	Modelos estadísticos en la producción y gestión de la energía eléctrica	11			☒				☒					☒	☒	☒				☒
22	2024	Brief Analysis of the Location and Determination of Maximum Capacity of Distributed Generation in Electrical Systems Considering Demand Scenarios in Ecuador	1								☒		☒	☒					☒	☒	
23	2022	Gestión Óptima De La Energía En Un Proceso Paulatino Y Controlado Para Contribuir A La Descarbonización Del Sector Eléctrico	3								☒		☒	☒						☒	
24	2016	Modeling and Prediction of Radiated Emission From Solar Cell in a Photovoltaic Generation System	21		☒	☒	☒					☒			☒						

**ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DEL FACTOR DE PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA APLICANDO MODELOS LINEALES**

DATOS		TEMÁTICA							FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA		SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TIPOS DE PANELES SOLARES	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	TECNICAS DE PREDICCIÓN DE SERIES TEMPORALES	CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LOS MODELOS DE PREDICCIÓN	EFICIENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	FACTOR DE PRODUCCIÓN	REDES NEURONALES ARTIFICIALES	MODELAMIENTO MATEMATICO	EVALUACION DE LOS ESTANDARES DE MODELOS PREDICTIVOS	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA	ESTABILIDAD EN LA RED	MODELOS MEDIA MOVIL	MODELO ARIMA	ALGORITMOS, HEURÍSTICAS o METAHEURÍSTICAS	UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO	MANEJO DE DATOS	ANALISIS ARIMA
25	2021	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA MEDIANTE EL USO DE ESPEJOS EN CONFIGURACIÓN DINÁMICA	1	☒	☒					☒					☒					☒	
26	2011	Electricity price forecasting — ARIMA model approach	131			☒	☒			☒		☒					☒	☒		☒	☒
27	2023	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE UNA VIVIENDA EN LA COMUNIDAD RURAL MOCOCHAL, CALCETA	1	☒	☒			☒	☒				☒		☒				☒		
28	2019	Forecasting Electricity Consumption using ARIMA Model	46			☒	☒					☒					☒	☒		☒	☒
29	2022	Profit Prediction Using ARIMA, SARIMA and LSTM Models in Time Series Forecasting: A Comparison	41																		
30	2017	PREDICCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA A CORTO PLAZO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO UTILIZANDO UNA RED NEURONAL ARTIFICIAL	1		☒	☒	☒		☒	☒				☒						☒	

ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DEL FACTOR DE PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA APLICANDO MODELOS LINEALES																					
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA		SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TIPOS DE PANELES SOLARES	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	TECNICAS DE PREDICCIÓN DE SERIES TEMPORALES	CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LOS MODELOS DE PREDICCIÓN	EFICIENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	FACTOR DE PRODUCCIÓN	REDES NEURONALES ARTIFICIALES	MODELAMIENTO MATEMATICO	EVALUACION DE LOS ESTANDARES DE MODELOS PREDICTIVOS	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA	ESTABILIDAD EN LA RED	MODELOS MEDIA MOVIL	MODELO ARIMA	ALGORITMOS, HEURÍSTICAS o METAHEURÍSTICAS	UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO	MANEJO DE DATOS	ANALISIS ARIMA
31	2017	Improving short-term electricity price forecasting using day-ahead LMP with ARIMA models	55			☒			☒							☒	☒	☒			☒
32	2021	Proyecto Básico de Planta Solar Fotovoltaica de 2 MW con seguimiento a un eje	1					☒		☒			☒	☒					☒		
33	2023	Análisis de la variabilidad de la generación de energía solar PV en España	1			☒	☒		☒					☒							
34	2021	ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS EN VIVIENDAS PARTICULARES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA	1	☒	☒			☒	☒		☒	☒							☒		
35	2019	Predicción de Energía Solar con Modelos Autorregresivos	1			☒	☒		☒	☒	☒		☒			☒	☒	☒		☒	☒
36	2023	Una revisión del desarrollo de los modelos matemáticos para la estimación de la potencia eléctrica generada en un sistema fotovoltaico	1			☒	☒		☒	☒						☒	☒	☒		☒	☒

ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DEL FACTOR DE PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA APLICANDO MODELOS LINEALES																					
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA		SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TIPOS DE PANELES SOLARES	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	TECNICAS DE PREDICCIÓN DE SERIES TEMPORALES	CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LOS MODELOS DE PREDICCIÓN	EFICIENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	FACTOR DE PRODUCCIÓN	REDES NEURONALES ARTIFICIALES	MODELAMIENTO MATEMATICO	EVALUACION DE LOS ESTANDARES DE MODELOS PREDICTIVOS	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA	ESTABILIDAD EN LA RED	MODELOS MEDIA MOVIL	MODELO ARIMA	ALGORITMOS, HEURÍSTICAS o METAHEURÍSTICAS	UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO	MANEJO DE DATOS	ANALISIS ARIMA
37	2016	ANÁLISIS DEL FACTOR DE RENDIMIENTO Y EFICIENCIA PARA CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	4					☒	☒				☒	☒					☒		
38	2020	Energía Solar Fotovoltaica	4	☒														☒			
39	2023	Incremento del potencial de generación eólico-solar en la transición energética RER peruana a corto plazo al 2027	1					☒	☒										☒		
40	2021	Impedance-Based Stability Analysis of Grid-Tied Photovoltaic System With Superconducting Magnetic Energy Storage System	10		☒				☒				☒	☒							

## 6.2 Resumen de indicadores.

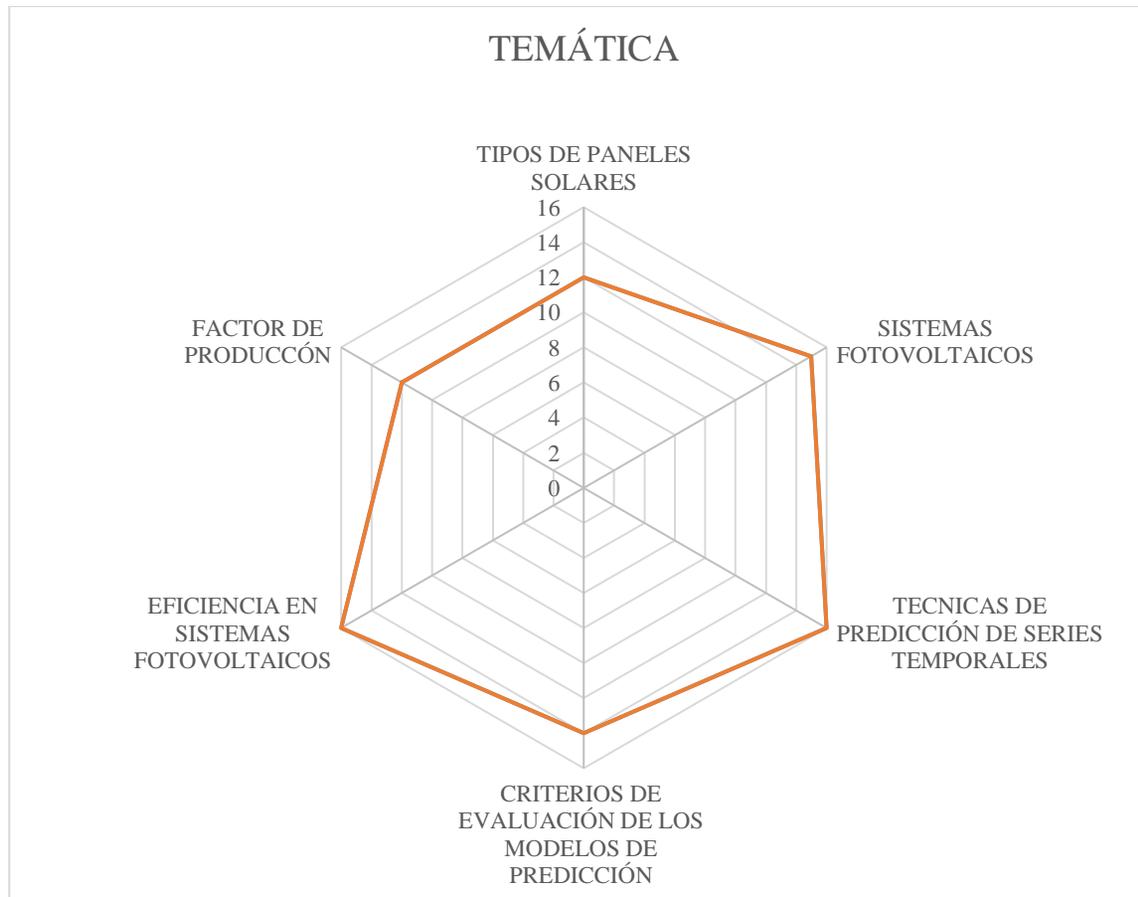


Figura 11: Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

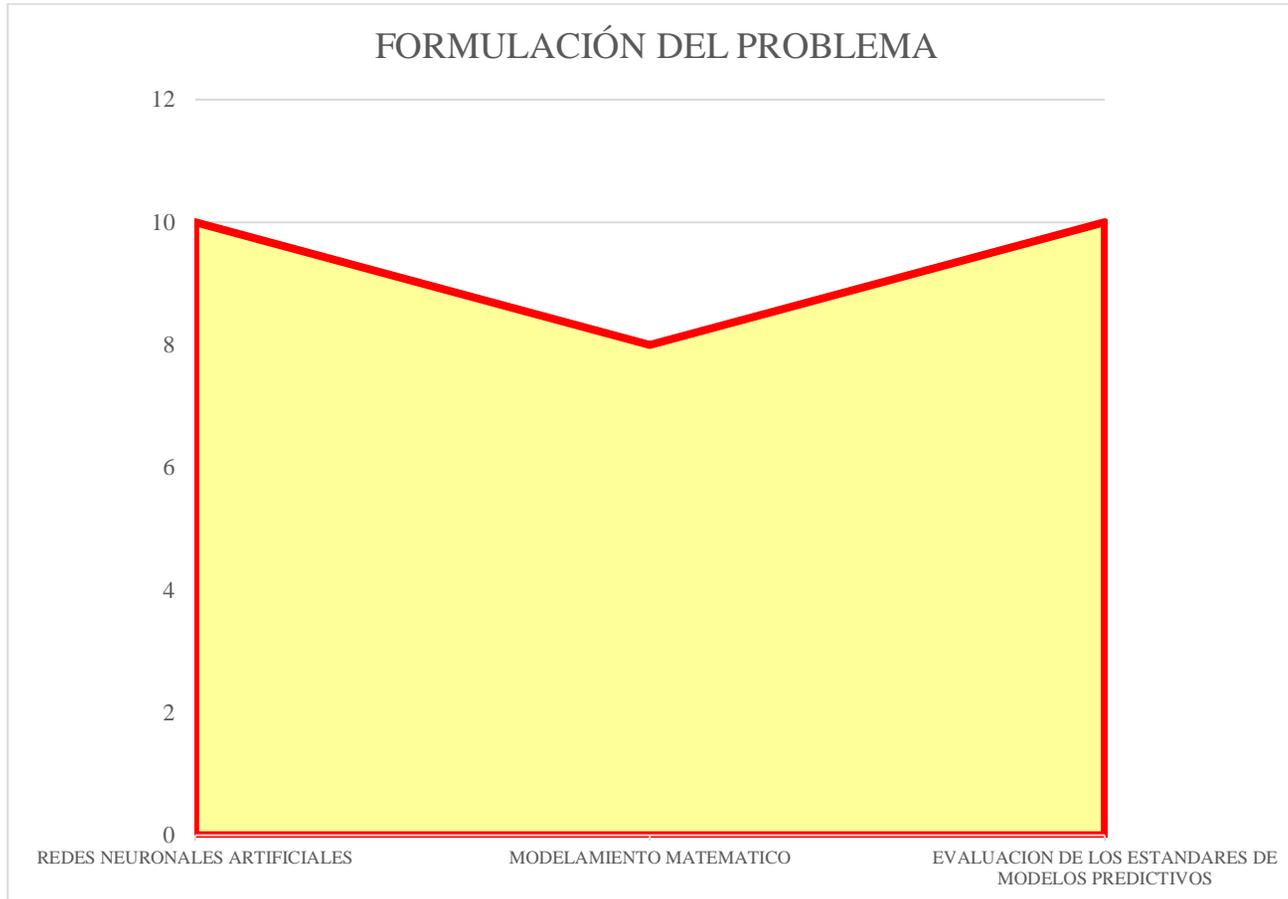


Figura 12: Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

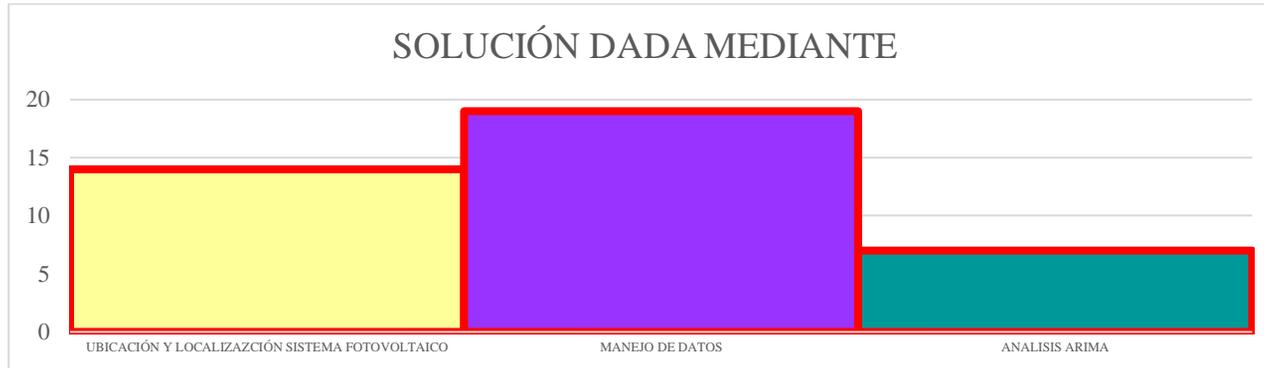


Figura 13: Indicador de solución - Estado del arte.

## 7. ANEXOS

Tabla 5: Datos obtenidos de la planta 2017 - 2024.

Rendimiento específico de la planta [kWh/kWp]	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
<b>2017</b>					70,61	96,47	112,72	104,23	112,94	115,85	117,26	113,81
<b>2018</b>	114,74	109,08	109,54	88,46	88,70	96,64	86,93	113,72	113,46	116,68	96,78	116,16
<b>2019</b>	54,67	61,11	34,55	25,14	81,63	71,51	79,29	107,12	106,74	100,22	107,00	110,24
<b>2020</b>	119,52	88,51	108,33	84,35	81,02	73,59	75,60	106,06	99,54	117,97	107,07	101,03
<b>2021</b>	98,94	89,07	99,35	101,24	102,23	106,57	104,33	107,34	104,54	108,02	109,17	108,68
<b>2022</b>	105,23	102,68	103,56	104,36	102,51	104,22	105,36	106,45	108,34	104,50	103,32	102,24
<b>2023</b>	106,51	105,26	106,40	108,53	106,44	102,32	99,58	99,32	98,23	99,56	99,00	99,23
<b>2024</b>	102,14	103,15	98,51	104,21	103,11							

Tabla 6: Rendimiento total de la planta.

<b>SEMESTRE</b>	<b>Rendimiento específico de la planta [kWh/kWp]</b>	<b>Solar_rad kW/m2</b>	<b>TEMP °C</b>	<b>Humidity %</b>	<b>Factor de Producción</b>
08/06/2017	109,32	0,35	18,60	55,33	0,053142
10/12/2017	112,80	0,30	18,50	54,72	0,047001
11/06/2018	101,19	0,29	18,60	54,32	0,040758
11/12/2018	101,77	0,30	18,30	54,62	0,042403
12/06/2019	100,10	0,29	18,60	54,63	0,040318
16/12/2019	101,77	0,31	19,10	52,72	0,043958
21/06/2020	102,54	0,33	19,00	50,62	0,047425
10/12/2020	101,21	0,34	19,30	49,52	0,047794
15/05/2021	103,28	0,31	19,60	47,72	0,045042
15/12/2021	107,01	0,33	19,80	49,13	0,049048
10/06/2022	103,76	0,29	19,40	51,52	0,042080
15/12/2022	105,04	0,33	19,30	50,43	0,048579
10/06/2023	105,91	0,32	19,80	48,02	0,047071
10/12/2023	99,15	0,31	20,00	58,53	0,042691
12/05/2024	102,17	0,30	19,70	59,94	0,042571

Tabla 7: Estimaciones de la planta hasta el 2028 con el modelo ARIMA.

<b>SEMESTRE</b>	<b>Rendimiento específico de la planta [kWh/kWp]</b>	<b>Solar_rad kW/m2</b>	<b>TEMP °C</b>	<b>Humidity %</b>	<b>Factor de Producción</b>
08/06/2017	109,32	0,35	18,60	55,33	0,053142
10/12/2017	112,80	0,30	18,50	54,72	0,047001
11/06/2018	101,19	0,29	18,60	54,32	0,040758
11/12/2018	101,77	0,30	18,30	54,62	0,042403
12/06/2019	100,10	0,29	18,60	54,63	0,040318
16/12/2019	101,77	0,31	19,10	52,72	0,043958
21/06/2020	102,54	0,33	19,00	50,62	0,047425
10/12/2020	101,21	0,34	19,30	49,52	0,047794
15/05/2021	103,28	0,31	19,60	47,72	0,045042
15/12/2021	107,01	0,33	19,80	49,13	0,049048
10/06/2022	103,76	0,29	19,40	51,52	0,042080
15/12/2022	105,04	0,33	19,30	50,43	0,048579
10/06/2023	105,91	0,32	19,80	48,02	0,047071
10/12/2023	99,15	0,31	20,00	58,53	0,042691
12/05/2024	102,17	0,30	19,70	59,94	0,042571
<b>12/12/24</b>	102,68	0,30	19,17	52,78	0,042783
<b>15/06/25</b>	102,76	0,30	19,17	52,78	0,042817
<b>20/12/25</b>	104,01	0,30	19,17	52,78	0,043338
<b>10/06/26</b>	104,01	0,30	19,17	52,78	0,043338
<b>11/12/26</b>	104,12	0,30	19,17	52,78	0,043383
<b>15/06/27</b>	104,48	0,30	19,17	52,78	0,043533
<b>15/12/27</b>	104,20	0,30	19,17	52,78	0,043417
<b>13/06/28</b>	104,10	0,30	19,17	52,78	0,043375
<b>16/12/28</b>	104,50	0,30	19,17	52,78	0,043542