

**Caracterización del estado actual de la generación de seguridad en la región caribe
colombiana**

Kineereth Juliana Figueredo Barrios

Armando Javier Simmonds Mendoza



Universidad de la Costa

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Eléctrica

Barranquilla/ Atlántico

2020

**Caracterización del estado actual de la generación de seguridad en la región caribe
colombiana**

Kineereth Juliana Figueredo Barrios

Armando Javier Simmonds Mendoza

Proyecto de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero Eléctrico

Tutor del proyecto:

Ing. Jorge Ivan Silva Ortega Ms. C.

Cotutor:

Ing. John William Grimaldo Guerrero

Universidad de la Costa

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Eléctrica

Barranquilla/ Atlántico

2020

Agradecimientos

Doy gracias primero que a todo a Dios, por ser mi guía en cada uno de mis proyectos, a mis padres Arnulfo Figueredo y Ana Barrios por impulsarme y darme la fortaleza necesaria para alcanzar mis sueños. A mis tutores Jorge Iván Silva Ortega y John William Grimaldo Guerrero por la dirección durante el desarrollo de este trabajo, por brindarme su tiempo y sus conocimientos para lograr la culminación de esta investigación.

Kineereth Juliana Figueredo Barrios

Agradecimientos

A la memoria de mi padre Armando Rafael Simmonds Castro, trabajador incansable y sustento de nuestra familia, a mi madre por tan abnegada y amorosa labor, a mi hijo con su amor tan puro que es mi fuerza impulsora, a mi novia que con su ternura y amor me apoyó y fue partícipe de todo este proyecto y finalmente a mis tutores por toda la asesoría, disposición y paciencia que siempre tuvieron.

Armando Javier Simmonds Mendoza

Resumen

La Generación de Seguridad (GS) es definida por la CREG 015 de 2018 como la generación impuesta requerida para suplir las restricciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y áreas operativas, estas restricciones están asociadas a los activos que hacen uso del SIN, interconexión regional y distribución local, las cuales son clasificadas como restricciones técnicas y operativas (Resolución CREG 015 del 2018, 2018). En la actualidad se utilizan diferentes métodos para pronosticar la GS que se puede presentar a futuro teniendo en cuenta las restricciones que presentan las redes de distribución con la finalidad de crear alternativas para reducir los cargos causados por la misma. Basado en lo anterior, el objetivo del presente trabajo es proponer un esquema de priorización de los proyectos del plan de nacional de expansión 2019 – 2032 para impactar en la reducción de la GS en la Región Caribe de Colombia. Inicialmente, se hizo un barrido de los lineamientos técnicos y operativos de la GS, se consultaron las normativas vigentes a la fecha, se identificaron los modelos de pronóstico de generación, así como los estudios encaminados al pronóstico de GS teniendo en cuenta las restricciones en la red. Luego, se descargaron los datos de la página web de XM del año 2018 al 2020 para poder llevar a cabo un pronóstico de GS utilizando modelos ARIMA como resultado se obtiene un nuevo modelo lineal. Se consideró como caso de estudio la Región Caribe Colombiana. Finalmente, se identificaron los proyectos de generación y transmisión planteados por la UPME, con el propósito de priorizar aquellos que pueden aportar en mayor cantidad a la reducción de la GS en la Región Caribe Colombiana.

Palabras Clave: generación de seguridad, restricciones de la red, ARIMA, pronóstico.

Abstract

Security Generation (SG) is defined by CREG 015 of 2018 as the imposed generation required to supply the restrictions of the National Interconnected System (SIN) and operational areas, these restrictions are associated to the assets that make use of the SIN, regional interconnection and local distribution, which are classified as technical and operational restrictions (Resolución CREG 015 del 2018, 2018). Currently, different methods are used to forecast the SG that may be presented in the future taking into account the restrictions presented by the distribution networks with the purpose of creating alternatives to reduce the charges caused by the same. Based on the above, the objective of this work is to propose a prioritization scheme for the projects of the national expansion plan 2019 - 2032 to have an impact on the reduction of SG in the Caribbean Region of Colombia. Initially, a sweep was made of the technical and operational guidelines of Security Generation, the regulations in force to date were consulted, the generation forecast models were identified, as well as the studies aimed at the Security Generation forecast taking into account the restrictions in the network. Then, data was downloaded from XM's website from 2018 to 2020 in order to carry out a Security Generation forecast using ARIMA models. As a result, a new linear model is obtained. The Colombian Caribbean Region was considered as a case study. Finally, the generation and transmission projects proposed by the UPME were identified, with the purpose of prioritizing those that can contribute the most to the reduction of Safety Generation in the Colombian Caribbean Region.

Keywords: Security Generation, Grid Constraints, ARIMA, Forecasting.

Contenido

Lista de tablas y figuras	9
Introducción	12
1. Aspectos generales del proyecto.....	13
1.1. Planteamiento del Problema	13
1.2. Justificación	15
1.3. Objetivos	17
1.3.1. General.....	17
1.3.2. Específicos.....	17
2. Estado del arte.....	18
2.1. Evolución de la demanda energética.	23
2.2. Proyección regional de la demanda de electricidad en Colombia	24
2.3 Restricciones.....	25
2.4 Transporte de energía.....	26
2.5. Predicción de la demanda de energía eléctrica.....	27
2.5.1 Técnicas para la predicción de generación de seguridad	28
3.1. Marco conceptual.....	33
3.2.1. Generación de Seguridad (GS)	37
3.2.2. Requerimientos de la generación de seguridad	39
3.2.3. Seguridad del sistema de energía.....	40
3.2.4. Funcionamiento de los sistema de energía	44
3.2.5. Análisis de contingencia: Detección de los problemas de la red	45
3.2.6. Efectos sobre la transmisión.....	47
3.2.9. Pérdidas reactivas	48
3.2.11. Factores de sensibilidad lineal	49
3.3. Marco normativo	51
4. Diseño metodológico	54
4.1. Tipo de investigación	54
4.2. Método de investigación	54
4.3.1. Recopilación de información.....	55
4.3.2. Organización de la información.....	56

4.3.3.	Estudio de frecuencia.....	59
4.3.4.	Selección de modelo de pronóstico y software.....	61
4.3.5.	Organización de datos para pronóstico de GS en ARIMA	61
4.3.6.	Priorización de los proyectos para la reducción de la GS.	69
5.	Resultados.....	70
5.1.	Análisis de estudio de frecuencia	70
5.3	Alternativas para reducir cargos causados por la GS en la región caribe Colombiana.....	83
	Referencias.....	105
	Anexos	114

Lista de tablas y figuras**Tablas**

Tabla 1. Listado de Abreviaciones.....	11
Tabla 2. Técnicas de Predicción de Generación.	29
Tabla 3. Normas Técnicas [Elaboración propia].	51
Tabla 4. Generación de Seguridad por Departamento.	59
Tabla 5. Probabilidad de Ocurrencia Generación de Seguridad.	60
Tabla 6. Años y meses a evaluar.....	62
Tabla 7. Datos utilizados para la modelación en ARIMA.	63
Tabla 8. Modelo para pronósticar GS en ARIMA.....	64
Tabla 9. Datos de GS Promedio, Total y Acumulado por Departamento y Total Regional.	66
Tabla 10. Generadores Despachados en Región Caribe Colombiana.....	70
Tabla 11. Resumen Pronóstico de Modelos ARIMA.	73
Tabla 12. Resultados del Modelo Autorregresivo.	79
Tabla 13. Resultado Análisis de Varianza.	79
Tabla 14. Proyectos de Generación Plan de Expansion UPME.....	84
Tabla 15. Capacidad de Generación (MW) por Departamento.	95
Tabla 16. Proyectos de Transmisión Plan de Expansión UPME 2019-2032.....	96
Tabla 17. Listado Priorizado de Proyectos de Generación.	99
Tabla 18. Proyectos Priorizados de Interconexión.	102

Figuras

Figura 1. Fases del Proyecto [Elaboración propia].	55
Figura 2. Datos Originales de despacho térmico por Generación de Seguridad.	56
Figura 3. Convenciones para las plantas térmicas.	56
Figura 4. Despacho térmico por generación de seguridad hora a hora [Elaboración propia].	58
Figura 5. Límites Nominales de Generación Vs Demanda [Elaboración propia].	71
Figura 6. Total de Generación de Seguridad en los años 2018 - 2019 [Elaboración propia].	72
Figura 7. Pronóstico Modelo 1 [Elaboración Propia].	74
Figura 8. Pronóstico Modelo 2 [Elaboración Propia].	74
Figura 9. Pronóstico Modelo 3 [Elaboración Propia].	75
Figura 10. Pronóstico Modelo 4 [Elaboración Propia].	76
Figura 11. Comportamiento de Datos de Generación de Seguridad [Elaboración Propia].	77
Figura 12. Comportamiento Datos NO COVID-19 y Datos COVID-19 [Elaboración Propia]	78
Figura 13. Pronóstico Generación de Seguridad Acumulada 2020-2032 [Elaboración Propia].	81
Figura 14. Pronóstico Generación de Seguridad 2020-2032 [Elaboración Propia].	82
Figura 15. Tabla Proyección de Demanda 2017-2031 [UPME, 2017].	99
Figura 16. Capacidad de entrada (en MW) proyectos de Generación Priorizados [Elaboración propia].	101
Figura 17. Capacidad de entrada (en MW) proyectos de Transmisión Priorizados [Elaboración propia].	103

Listado de abreviaciones**Tabla 1***Listado de Abreviaciones.*

Abreviación	Significado
CND	Centro Nacional de Despacho
GS	Generación de Seguridad
MV	Mega Vatios
OP	Operador de red
SCOPE	Acrónimo del inglés: Security Constraint Optimal Power Flow
SDL	Sistema de Distribución Local
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SP	Sistema de Potencia
SIN	Sistema Interconectado Nacional Colombiano
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de transmisión Regional
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética de Colombia
XM	Compañía Expertos en Mercados

Introducción

En el siguiente trabajo de grado se presenta una investigación aplicada que consiste en caracterizar y proyectar mediante modelos estadístico la generación de seguridad de la región Caribe colombiana. Se inicia con un estudio de las normas que regulan la generación de seguridad y su evolución en el tiempo dentro de esto se establecen los conceptos y situaciones que generan la generación de seguridad. Posteriormente se realiza la descarga, organización y análisis de los datos de generación de seguridad, donde se presenta el modelo que mejor representa el comportamiento de los datos. Finalmente, con base en estas estimaciones y las condiciones actuales del sistema eléctrico de la región se hace una priorización de los proyectos listados por la UPME para ejecución tales que permitan disminuir la generación de seguridad en la región y con esta, los costos asociados.

1. Aspectos generales del proyecto

1.1.Planteamiento del Problema

La generación de seguridad es definida por la CREG 015 de 2018 como la generación impuesta requerida para suplir las restricciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y áreas operativas, estas restricciones están asociadas a los activos que hacen uso del SIN, interconexión regional y distribución local, las cuales son clasificadas como restricciones técnicas y operativas (Resolución CREG 015 del 2018, 2018).

Se destaca en el artículo 30 de la resolución CREG 080 de 1999 las funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) centrado en la planeación y programación de la generación de seguridad requerida para respaldar la operación segura y confiable del SIN en las áreas que se requieran, con sujeción a la reglamentación vigente.

La necesidad de esta generación de seguridad permite atender el despacho y redespacho programado (Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano, 2004). Cuando se presentan limitaciones en la transmisión se deben despachar unos generadores que son más costosos, ese componente compensa precisamente esta generación que garantiza la seguridad y confiabilidad del sistema (Tautiva, 2018).

La región Caribe, cuenta con las mayores restricciones en el SIN lo que hace que el cargo por restricciones sea elevado para cubrir los costos de la generación de seguridad, encareciendo el servicio de energía eléctrica en la región (UPME, 2015).

Estas restricciones se deben principalmente en la mayoría de las subáreas de la región Caribe al agotamiento y nula expansión por parte del Operador de Red (OR), además del agotamiento de la capacidad de la transformación del SIN, poniendo en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema.

Lo anterior refleja que los costos de generación de seguridad resultan elevados en la actualidad y que hacen que la energía eléctrica tenga un costo incremental dependiente de esta restricción. A lo anterior se le adiciona que la generación térmica tiene una dependencia de las variaciones del dólar (USD) lo cual implica una elevación y/o incremento en la tarifa al igual que el crecimiento pronunciado de la demanda implica una mayor necesidad de soportar y atender las restricciones técnicas y operativas. Frente a un escenario futuro como lo proyecta el plan de expansión 2019-2032, es necesario generar estrategias para que estos costos de operación tengan una alternativa que permita reducir la dependencia térmica y se opten por incluir fuentes alternativas de energías más económicas. Se destaca los proyectos solares y eólicos, podrían resultar una solución a lo mencionado anteriormente, sin embargo, a la fecha se consideran todavía no seguras, lo cual es un tema a trabajar. Basado en lo anterior surge la siguiente pregunta problema:

¿Cuáles son las necesidades actuales de la Generación de Seguridad en el área operativa de la Región Caribe Colombiana?

1.2. Justificación

Los sistemas de generación de energía presentan limitaciones durante su operación, por lo tanto, se deben despachar unos generadores que son más costosos, ese componente paga la generación de seguridad lo que incrementa los costos.

El principal factor para determinar los despachos de energía eléctrica a corto, mediano y largo plazo son los pronósticos de generación y demanda. Entre más exactos sean estos pronósticos, más seguro y confiable será el sistema eléctrico, permitiendo tomar decisiones estratégicas que mejoren el servicio de energía eléctrica, evitando que se presenten altos costos económicos por la incertidumbre de la demanda. Se han desarrollado diferentes técnicas basadas en algoritmos que permiten realizar las predicciones de generación y demanda de manera más rápida y exacta. Con la información proporcionada por los pronósticos se pueden obtener despachos económicos más cercanos al despacho ideal y en el caso de los pronósticos a largo plazo permitirían que las inversiones en infraestructura eléctrica estén más ajustadas a las necesidades de las demandas futuras (Adriana Ariza Ramírez, 2013).

La actual demanda energética ha generado la necesidad inmediata de aplicar nuevas tecnologías de energía verde, debido al fuerte impacto ambiental generado por la quema de combustibles fósiles, que son altamente dañinos para los ecosistemas y se convierte en una causa de la contaminación de la tierra y el agua. Debido a esto, las fuentes renovables son una solución óptima para la generación de energía eléctrica (Fayos Álvarez, 2009), al provenir de recursos naturales inagotables, traen una variedad de beneficios como, impacto ambiental mínimo, durabilidad, fiabilidad, bajos costos de mantenimiento y operación, entre otros (Cepeda & Sierra, 2016).

Esta investigación busca caracterizar el estado actual de la generación de seguridad en la región caribe colombiana enfocadas en disminuir la dependencia de la generación térmica y con base en el análisis de las restricciones eléctricas y/u operativas actuales, proyecciones de demanda, el plan de expansión de la UPME para el periodo 2019-2032, validar las necesidades identificadas y hacer las recomendaciones pertinentes para que hagan parte de los estudios de las soluciones que deben ser llevadas a cabo por los Operadores de Red (OR), transportadores y la UPME en sus respectivos planes de expansión encaminados a solucionar la problemática.

1.3.Objetivos

1.3.1. General

- Caracterizar el estado actual de la generación de seguridad en el caribe colombiano para identificar la dependencia térmica de la región proponiendo soluciones.

1.3.2. Específicos

- Determinar los lineamientos técnicos, operativos y normativos de la Generación de Seguridad en Colombia.
- Evaluar el comportamiento de la generación de seguridad en la región Caribe.
- Proponer una alternativa considerando la participación de las fuentes no convencionales de energía para reducir la dependencia de las centrales térmicas atendiendo la generación de seguridad.

2. Estado del arte

La generación de seguridad es definida como la generación forzada requerida en un área operativa para garantizar el soporte técnico del despacho de energía. No obstante, esta generación dependiente del mix energético con que cuenta el SEP en el cual se administran los recursos y no todos, requieren de su disponibilidad.

Considerando la relevancia del pronóstico de la generación de seguridad, se han presentado diversos trabajos en la literatura donde se analizan los modelos de pronóstico, las características, ventajas, desventajas y obstáculos que afronta la tecnología.

En esta sección se presenta una revisión detallada de los estudios encaminados al pronóstico de generación de seguridad teniendo en cuenta las restricciones en la red.

El sistema eléctrico Colombiano en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995) estableció el planeamiento operativo eléctrico, con el fin de garantizar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SIN, con criterios de confiabilidad y seguridad. Además, emplea programas específicos de acuerdo con las necesidades.

La planificación de la operación eléctrica se ha dividido en cuatro etapas llamadas de Largo, Mediano, Corto y muy Corto Plazo. Donde se realiza un análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico. El análisis de estado estacionario utiliza el programa de flujo de cargas convencional y el programa de flujo de cargas óptimo para establecer los TAPS de referencia y los voltajes en las unidades de generación (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995). El estado transitorio utiliza el programa clásico de estabilidad, que da la respuesta en el tiempo del sistema a las perturbaciones de pequeña y gran magnitud de una condición de operación específica. Para el análisis de pequeñas perturbaciones se emplea programas de estabilidad dinámica en el que se hace una representación lineal de los elementos en torno a una condición

de operación específica. Además, mediante el programa de cortocircuito, se analiza el comportamiento de las tensiones e intensidades del sistema de transmisión como resultado de la ocurrencia de una falla. Estos resultados se complementan con los de estabilidad y flujo de cargas para analizar el comportamiento de las protecciones para finalmente recomendar o revisar sus ajustes (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995).

Tres conceptos importantes dentro de la operación de los sistemas eléctricos que se ha venido trabajando en las últimas épocas son: los pronósticos de demanda, las respuestas a las restricciones y los flujos de potencia (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995).

Los últimos desarrollos e investigaciones en los pronósticos de demanda se apoyan en los desarrollos tecnológicos principalmente de los sistemas informáticos y el desarrollo de programas y algoritmos que mejoren las capacidades de respuesta ante variaciones de la demanda enfocados en el corto plazo, dentro de los cuales se tienen:

(Fu et al, 2006) proponen un método de despacho basado en el modelo de descomposición de Benders, que permite un balance entre la seguridad y operación económica en sistemas eléctricos con restricciones de seguridad, mediante acciones preventivas y correctivas en periodos de 24 horas. En este se plantean las ventajas y desventajas de tener despachos basados en acciones preventivas y se muestran las interacciones entre el modelo preventivo y correctivo mediante diagramas de flujo, se desarrolla un planteamiento matemático para el sistema en estado estable y con contingencias. Se presenta un caso de estudio para un sistema del tipo “Six-Bus Systems” y se concluye la efectividad del método propuesto, el cual puede resolver las restricciones de los modelos SCUC y los flujos de potencia SCOPF.

El poder determinar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica es un desafío de interés, debido a que no tiene una propiedad lineal y además está sujeta a cambios dados por las condiciones del tiempo, temporada del año y variables económicas. La predicción de la demanda de energía de los consumidores tiene como objetivo mejorar la confiabilidad y la planificación del sistema. La presente revisión del estado del arte se enfoca en los modelos y métodos comúnmente empleados para su pronóstico, con énfasis en la técnica de Regresión Adaptativa Multivariante Splines (MARS). Este modelo de regresión no paramétrica predice los valores de una variable dependiente, con el fin de planificar recursos para la implementación de una red inteligente, ya que mejoraría las características de administración de la demanda y las tareas de gestión en la distribución (Ortiz & Garcia, 2015). Esta investigación plantea un patrón de datos de consumo residencial extrapolando a predicciones futuras.

En (Shabanzadeh, 2017) se presenta un modelo basado en riesgo para la administración y toma de decisiones en el mediano plazo en los mercados energéticos con transacciones de energía entre regiones o plantas virtuales, aborda inicialmente la problemática que resulta de tener fuentes de generación distribuidas, planteando un modelo matemático con base en programación estocástica y ecuaciones para las principales restricciones del sistemas que permitan añadirlas al modelo. Finalmente se compara el modelo mediante un estudio de caso se presentan las ventajas del modelo planteado y las recomendaciones para futuros trabajos.

En (Tengah, 2018) se propone un modelo de proyección de demanda de energía eléctrica utilizando redes neuronales que permita planear y responder al crecimiento del sistema. El estudio comienza documentando las metodologías actuales para el pronóstico de demanda de potencia máxima, así como las deficiencias actuales en los pronósticos utilizados. Consideran como caso de estudio el Área Caribe del Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano,

con los resultados obtenidos identifican posibles restricciones técnicas y proponen recomendaciones técnicas y operativas para garantizar la seguridad en la operación del Área Caribe.

(Karangelos et al, 2019) abordan las posibles fallas de los sistemas correctivos para los flujos de potencia óptimos con restricciones de seguridad (SCOPF) ampliando el alcance de estos bajo criterios probabilísticos de falla, se plantea el modelo matemático y el algoritmo de solución. Finalmente se presenta un caso de estudio y se concluye que se logra brindar mayor confiabilidad al sistema basado en la probabilidad de que este se mantenga bajo los límites de operación.

En (Zeng et al, 2020) presentan un método para el pronóstico de energía basado en un modelo de pronóstico de corto plazo y un mecanismo de segunda decisión que se basa en un multimodal cruzado, se plantea el modelo matemático con base en un algoritmo de cuatro etapas, posteriormente se presentan cuatro casos de estudio y se concluye con las ventajas del método, donde se resalta la importancia de las estrategias de agregación para pronósticos precisos de métodos multimodales.

(Borthakur, P., & Goswami, 2020) proponen una metodología híbrida que combina técnicas de minería de datos, algoritmos para combinar técnicas de k-medias y pronósticos con ARIMA y redes neuronales para mejorar la precisión de los pronósticos, se presenta un diagrama de flujo donde se combinan las técnicas mencionadas junto con el planteamiento matemático. Se realiza un caso de estudio basado en datos reales del periodo de enero a noviembre del 2017 y 2018, para pronosticar la primera semana de diciembre de cada año, como conclusión se evidencia que mediante el método se obtiene una mejora significativa en el rendimiento del pronóstico de los

días de semana y si se combina con el modelo de la red neuronal se mejora la precisión para todos los casos.

En (Hou, 2020) se presenta un método de pronóstico de carga a corto plazo basado en series de tiempo, donde se analiza mediante big data los datos de consumo eléctrico en Suzhou entre noviembre 27 del 2015 a octubre 30 del 2018, se plantea la descripción de modelo matemático donde se utiliza un algoritmo de Machine Learning para estimar los parámetros del modelo y se plantea la metodología y se concluye que se obtiene un aumento de la precisión de la predicción.

(Ganguly et al, 2020) presentan un método basado en transformada de onda y redes de neuronas artificiales y es comparada con la técnica básica de una red de neuronas artificiales, se presenta el planteamiento matemático para WAVELET And ANN y se aplican las técnicas a un conjunto de datos suministrados por la compañía Kolkata correspondientes al verano del 2015, los resultados indican un se obtiene un menor error en el modelo WANN en comparación con el modelo ANN.

En (Hong, Y et al, 2020) se presenta un método de Deep Learning y un método iterativo para el aprendizaje de la correlación entre el comportamiento del consumo de un pronóstico de carga a corto plazo, se describe el modelo empleado y se evaluó en una base de datos real y se concluye que puede mejorar el rendimiento de los pronósticos.

(Weinhold et al, 2020) proponen un algoritmo capaz de identificar un conjunto mínimo de restricciones que se presentan en los casos de flujos de potencia óptimos con restricciones de seguridad (SCOPF), encaminado a eliminar redundancias en restricciones y permitir minimizar el tiempo de respuesta ante contingencias en el sistema, se realiza el planteamiento matemático considerando un modelo preventivo SCOPF, se presentan dos casos de estudios aplicados al modelo N-1 DC SCOPF para el modelo IEEE 118 de 186 líneas y un sistema de transmisión

alemán de 453 nodos, se obtiene en una tabla el comparativo del porcentaje de la reducción de las restricciones y la reducción del tiempo en resolverlas, poniendo de manifiesto las ventajas del modelo propuesto, el artículo concluye con pruebas realizadas en sistemas más grandes y su opción de escalar a otros sistemas de mayor dimensión.

(Chakrabarti et al, 2020) presentan un modelo de pronóstico para el seguimiento de las variaciones de la demanda de energía considerando la condición N-1 en flujos de potencia óptimos con restricciones de seguridad (SCOPF), se propone un modelo matemático que se enfoca en todas las subsecuencias del despacho que varían con el pronóstico de carga con el fin de minimizar los costos asociados a las restricciones del sistema mediante el modelo de control predictivo, se aplica la técnica mediante simulaciones, a los casos de prueba propuestos por la IEEE y se evidencia la escalabilidad y efectividad de la metodología.

2.1.Evolución de la demanda energética

En el período 2001 - 2006 la demanda de energía creció a un promedio anual del 2,74%. La demanda nacional acumulada de electricidad en 2006 fue de 50.814,6 GWh-año, con un crecimiento del 4,06% respecto al año anterior, este crecimiento es superior al registrado en el período 2004 -2005 que fue de 3,8%, siendo el mayor crecimiento anual de la demanda en los últimos años. Lo cual, es consistente con el mayor crecimiento de la economía que fue de 6,8%, que también corresponde al más alto alcanzado en los últimos diez años. En 2006, el mes de mayor demanda de energía fue octubre seguido de diciembre. El segundo semestre de 2005 se caracterizó por las altas tasas de crecimiento energético acumulado, superando las de 2003. Las tasas de crecimiento del primer semestre de 2006 registraron aún más elevados alcanzando su máximo en marzo con 4,6% (UPME, 2008).

Con referencia en la potencia, en 2006 la potencia máxima del SIN fue de 8.762 MW, registrada en diciembre, mes en el que, en general, en los últimos años se alcanza la potencia máxima anual. Este valor equivale a un aumento de la potencia máxima del 1,42% con respecto a la máxima de 2005. Los valores de potencia máxima mensual están por encima del 90% de la potencia máxima anual, que históricamente se registra en el mes de diciembre (UPME, 2008).

2.2. Proyección regional de la demanda de electricidad en Colombia

Para obtener las proyecciones de demanda de energía eléctrica y la potencia máxima regionales, los valores de la demanda nacional obtenidos de la metodología de previsión combinada esbozada en el documento “Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia - Revisión Mayo de 2016” que se relacionan con diferentes variables como el PIB, la Población y la temperatura de las áreas geográficas del SIN, para que las proyecciones nacionales y regionales mantengan la consistencia necesaria. Además, hay que tener en cuenta los efectos calendario, de manera que se puedan obtener proyecciones mensuales de la demanda regional de electricidad. Para obtener la máxima potencia, y dadas las dificultades para medir este parámetro a nivel regional y proyectar un evento que se produzca durante una hora al mes, se debe utilizar la demanda mensual de electricidad a la que se aplica el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos, el cual genera estimaciones robustas principalmente cuando el número de observaciones consideradas es pequeño y las series no son estacionarias (UPME, 2019).

2.3 Restricciones

El CREG 073 de 1999 define las restricciones de la siguiente manera: Limitaciones que surgen en el funcionamiento del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada (activos a utilizar, activos de conexión o interconexiones internacionales), o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en Electricidad y Operación (Resolución No. 062 de 1994, 1994).

- **Eléctricas:** Son aquellas limitaciones en el equipamiento del SIN o en las interconexiones internacionales como los límites térmicos permisibles en el funcionamiento de los equipos de transmisión o transformación, los límites en el funcionamiento de los equipos resultantes del esquema de protección (local o remoto), los límites de capacidad o la falta de disponibilidad de los equipos.
- **Operativas:** Requisito operacional del sistema de energía para garantizar la seguridad en las subáreas o áreas operativas, criterios de calidad y fiabilidad, estabilidad del voltaje y electromecánica, requisitos de compensación reactiva y regulación de la frecuencia del SIN.

Las restricciones en el STN se pueden presentar cuando (Resolución CREG 073 de 1999, 1999):

- Hay limitaciones en la operación debido a salidas de líneas que transportan energía de una zona B a la A y no hay caminos alternativos para el transporte de energía de B hacia A requiriendo que se usen los recursos de generación de la zona A que presentan un

mayor costo de generación comparados con los recursos de la zona B de bajos costos variables llevando a que la operación del sistema se encarezca.

- Las restricciones se pueden presentar porque la demanda crece en una zona y la infraestructura de transporte no crece al mismo tiempo, falta de expansión, llevando a que solo se puedan usar los recursos de generación de la zona y no se pueda importar energía.
- Por criterios de seguridad y confiabilidad, como el criterio denominado n-1, referido al sistema de transportar energía, aún ante la falla de una de las líneas.

Todo lo anterior requiere una generación de seguridad dentro del STN para cubrir todas las restricciones eléctricas y/u operativas que se presentan, encareciendo el servicio de energía eléctrica y llevando a que el usuario final pague un costo por restricciones.

2.4 Transporte de energía

Una línea de transmisión, cumple su función, cuando une un centro de producción de energía con un centro de consumo, haciendo circular la energía en este caso, siempre en la misma dirección y según su valor, en función de la demanda de energía limpia del centro de consumo (Fayos Álvarez, 2009).

La energía es tan importante para la economía y la competitividad estratégica nacional como la infraestructura de transporte. El transporte de energía se utiliza como un medio importante para impulsar la demanda de energía y estimular el crecimiento económico. El crecimiento económico se acompaña de frecuentes flujos de capital, mano de obra y energía, entre los cuales la infraestructura de transporte juega un papel crucial (Lin & Chen, 2020).

2.5. Predicción de la demanda de energía eléctrica

Es un aporte de la información requerida por los agentes del sector eléctrico en los diversos procesos de toma de decisiones que llevan a cabo. Así es como los generadores de energía eléctrica lo utilizan para planificar la producción, inversión, definir sus contratos y cubrir sus riesgos. Los transportistas y distribuidores lo usan para diseñar sus instalaciones. Para los comercializadores, en cambio, es un insumo fundamental en su función de compra y venta de energía. En el caso del operador del mercado, aumentar la precisión de la predicción de la demanda de electricidad a corto plazo implica una sincronización más estrecha del despacho real de los diferentes recursos de generación de electricidad; mientras que, a largo plazo, es un insumo fundamental para generar señales de inversión para la nueva capacidad instalada. Por consiguiente, una buena predicción de la demanda aporta beneficios a todos los que intervienen en el sector eléctrico (S, Medina-Hurtado. J, 2005).

La mayoría de los modelos para la predicción de la demanda tienen que ver con modelos de series cronológicas, como el modelo autorregresivo (AR), el modelo integrado de media móvil autorregresiva (ARIMA) y los modelos de regresión múltiple. Estas técnicas a pesar de que presentan situaciones particulares como el clima, vacaciones o las estaciones del año, son consideradas fiables (R. Egbert, M. Tammimi, 2000) .

En el decenio de 1990 se propusieron modelos de predicción de la demanda mediante técnicas de redes neuronales artificiales (Al-saba T, 1999) y sistemas de inferencia difusa (Mori, H. Kobayashi, 1996) con resultados fiables para resolver los problemas de predicción de los modelos econométricos. En los últimos años se han propuesto sistemas híbridos que combinan sistemas de ARN y SIF para reducir las limitaciones de cada una de ellas (R. Egbert, M. Tammimi, 2000).

Hay varios factores que afectan a la evolución de la demanda de energía; es por ello, que se estableció la base de datos de posibles factores explicativos de la demanda comercial. Éstas pueden agruparse de la siguiente manera (Unidad de Planeación Minero Energética, 2002):

- Las temporadas del año como las vacaciones y la navidad.
- Los efectos climáticos como el fenómeno del niño o la niña.
- Los factores económicos: crecimiento del PIB, los precios de la energía y los combustibles alternativos.
- Consumo de sustitutos de la energía, como el gas natural, el diesel y los gastos o costes asociados.
- Cambios en el consumo de los grandes consumidores y el crecimiento de la población.

2.5.1 Técnicas para la predicción de generación de seguridad.

Actualmente, se hace uso de los softwares en áreas como la ingeniería, debido a que facilitan al usuario conocer los elementos básicos de un sistema eléctrico de potencia en términos de apariencia, comportamiento y funcionalidad. Asimismo, permite operar el sistema interactuando con los equipos y realizando maniobras como en el mundo real.

La importancia del uso de software se da que proporcionan una idea de las prioridades relativas de los componentes desde una perspectiva de fiabilidad del sistema. Estas medidas pueden utilizarse para identificar componentes críticos y guiar la asignación de recursos para que la confiabilidad y seguridad del sistema pueda mejorarse de manera rentable (Fiordella & Gokhale, 2008). Con los avances de la tecnología, el software está dotado de grandes capacidades, como permitir el modelado de sistemas, interfaces gráficas donde se puede editar la topología de la red e introducir

los parámetros del sistema en un entorno fácil de utilizar, permitiendo la visualización de los resultados correspondientes a la evolución de las variables del sistema a lo largo del tiempo (Daza-Guzman, J. Rueda-Lopez, 2015).

Se pueden considerar tres técnicas de predicción: a corto, medio y largo plazo, dependiendo del tipo de análisis que se realice y de la complejidad de la modelización. Además, a fin de satisfacer la carga futura, deben considerarse planes para nuevas centrales de generación de energía y redes de transmisión asociadas. El pronóstico de generación de energía eléctrica se puede hacer de dos maneras: energía (en Wh) y potencia (en W) (Unidad de Planeación Minero Energética, 2010).

A continuación, se presentan algunas técnicas para predecir la generación de energía eléctrica.

Tabla 2

Técnicas de predicción de generación.

Ref.	Técnica de predicción de Demanda	Estrategia de Pronóstico	Ventajas	Desventajas
(M. P. C. González, 2009)	ARIMA	Modelo autorregresivo integrado	-Alta precisión y solidez matemática. -Pueden ser fácilmente interpretables, ya que la relación entre la variable dependiente e independiente están basadas en los supuestos del modelo.	- Alguno de sus supuestos es difícilmente aplicable a la realidad: suponen relaciones lineales entre variables dependientes e independientes, además, de suponer una desviación estándar constante de los errores del modelo.

-Los ARIMA requieren de una amplia cantidad de datos que toman mucho tiempo de estudio.

(Akouemo & Povinelli, 2014)

ARIMAX

Modelo autorregresivo integrado con variables exógenas

-Permite predecir con un alto grado de exactitud la generación de seguridad, esto puede generar ventajas a productores, distribuidores y grandes consumidores a la hora de establecer estrategias, optimizar su operación y realizar contratos bilaterales.

-Es un modelo de simple estructura.

-Permite adicionar los efectos de factores exógenos.

- Al recurrir a predicciones de las variables exógenas, esto incrementa la incertidumbre de las proyecciones ya que se traslada parte del error de estas predicciones a la proyección.

-Los resultados presentan mayor ruido.

(Tarifa & Martínez, 2007)

Redes Neuronales Artificiales (ANN)

Estructuras interconectadas con capacidad de auto Aprendizaje (MLP-CNNs-LTSM)

- Resultados con una alta precisión.

-El procesado de la información es local, es decir que, todas las neuronas de una capa trabajan en forma paralela, proporcionan una respuesta al mismo tiempo.

-Las neuronas son tolerantes a fallos, si parte de la red no trabaja,

-Necesitan un mayor volumen de datos para el entrenamiento del modelo y el preprocesamiento de los datos.

-Requieren de alta capacidad de recursos computacionales.

-Complejidad de aprendizaje para grandes tareas, cuanto más se

			<p>solo dejará de funcionar la parte para que dicha neurona sea significativa, el resto tendrá su comportamiento normal.</p> <p>-Las neuronas pueden reconocer patrones que no han sido aprendidos.</p>	<p>necesite que aprenda una red, más complicado será enseñarle.</p> <p>-Tiempo de aprendizaje elevado.</p> <p>-No son fácilmente explicables.</p>
(Yin & Gao, 2019)	Modelo ARMAX	Modelo autorregresivo con variables exógenas	<p>-Representa la relación de la salida con la entrada del sistema en presencia de ruido en muchos sistemas dinámicos lineales.</p>	<p>- El grado de ruido es mayor al permitir realizar procesos no lineales.</p>
(Kuo & Huang, 2018)	Modelo Híbrido de predicción	Técnicas de minería de datos, algoritmos para combinar técnicas de k-medias y ARIMA	<p>-Usa técnicas predictivas y descriptivas de datos e incorporan técnicas de Inteligencia Artificial.</p> <p>-Identifica comportamientos particulares en los datos permitieron obtener resultados claros.</p> <p>-Se puede aplicar en cualquier área.</p>	<p>-Requieren de alta capacidad de recursos.</p> <p>-Complejidad de resultados.</p>
(Kuo & Huang, 2018)	Modelo Bayesiano	Descomposición de series de tiempo	<p>-Requieren la menor información posible, debido a que la única variable independiente es el tiempo.</p>	<p>-Obtiene proyecciones constantes las cuales reaccionan más lentamente a las variaciones en la demanda.</p>

(Kuo & Huang, 2018)	Método de Deep Learning	ResBlocks iterativos en un DNN	<p>-Permite realizar predicciones de una manera profunda.</p> <p>-Permite desarrollar iteraciones repetitivas, rutinarias y de optimización de procesos de una manera automática y sin intervención humana.</p> <p>-Precisión mayor de respuestas.</p>	<p>-Se limita en el resultado cuando los datos no están organizados y consistentes.</p> <p>-Su implementación es costosa.</p>
---------------------	-------------------------	--------------------------------	--	---

- ARIMA: Modelo autorregresivo integrado de promedio móvil
- ARIMAX: Modelo autorregresivo integrado de promedio móvil con variables exógenas
- ARMAX-modelo autorregresivo con variables exógenas
- ANN: Redes neuronales artificiales
- MLP: Perceptrón multicapa
- CNN: Redes neuronales convolucionales
- LSTM: Red de memoria a corto plazo
- DNN: Redes neuronales profundas.

3. Aspectos teóricos de la generación de seguridad

A continuación, se exponen las principales características y los conceptos relevantes sobre el pronóstico de generación de seguridad.

3.1. Marco conceptual

Los siguientes conceptos corresponden a la terminología utilizada alrededor del tema de investigación:

Área operativa: Es un conjunto de activos de conexión utilizados para asegurar los niveles de calidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia, estos presentan alguna restricción en la infraestructura de conexión, lo cual, exige generación forzada en el área del Sistema de potencia (Energía., 2018).

ARIMA: Es aquel destinado a identificar, estimar y diagnosticar modelos dinámicos de series tiempo temporales en los que la variable tiempo juega un papel importante. El modelo ARIMA es una pequeña parte de la econometría de series temporales más utilizadas (Arce, 2010).

Las técnicas ARIMA se utilizan para analizar series temporales y, en el pasado, se han utilizado principalmente para la previsión de la carga, debido a su precisión y solidez matemática (Arroyo & Conejo, 2002). La palabra ARIMA significa Modelos Autorregresivos Integrados de Medias Móviles. Se define como modelo autorregresivo cuando la variable endógena de un período t es explicada por las observaciones de ella misma correspondientes a períodos anteriores añadiéndose, como en los modelos estructurales, un término de error. En el caso de procesos estacionarios con distribución normal, bajo determinadas condiciones previas, toda Y_t puede expresarse como una combinación lineal de sus valores pasados (parte sistemática) más un

término de error (innovación). Los modelos autorregresivos se abrevian con la palabra AR tras la que se indica el orden del modelo: AR(1), AR(2),...etc. El orden del modelo expresa el número de observaciones retasadas de las series temporal analizada que intervienen en la ecuación. Así, por ejemplo, un modelo AR(1) tendría la siguiente expresión:

$$Y_t = f_0 + f_1 Y_{t-1} + a_t$$

El término de error de los modelos de este tipo se denomina generalmente ruido blanco cuando cumple las tres hipótesis básicas tradicionales mencionadas al principio del texto:

- Media nula
- Varianza constante
- Covarianza nula

Entre errores correspondientes a observaciones diferentes, la expresión genérica de un modelo autorregresivo, no de un AR(1) sino de un AR(p) sería la siguiente:

$$Y_t = f_0 + f_1 Y_{t-1} + f_2 Y_{t-2} + \dots + f_p Y_{t-p} + a_t$$

Pudiéndose escribir de forma abreviada como:

$$f_p(L)Y_t = f_0 + a_t$$

Donde $f_p(L)$ es lo que se conoce como operador polinomial de retardos. Normalmente, se suele trabajar con modelos autorregresivos de órdenes bajos: AR(1) o AR(2), o bien con órdenes coincidentes con la periodicidad de los datos de la serie analizada (si es trimestral AR(4), si es mensual AR(12)...) (de Arce & Mahía, 2001).

ARIMAX: Es un modelo de extensión de ARIMA donde se adaptan una o más variables exógenas representadas. Cuando los términos del modelo no entregan un valor explicativo la inclusión de variables exógenas pueden ayudar a mejorar el proceso de predicción. Del mismo

modo, se requiere que las series que se incluyan sean estacionarias, o sean transformadas (Martínez Orozco et al., 2018).

Contingencia simple: Es un suceso que se presenta cuando un elemento del sistema sale de servicios (Pacué & Zuluaga, 2012).

Criterio N-1: Es cuando un elemento del sistema de transmisión falla sin afectar la salida general del sistema (Eliseo Robledo Soto, 2012).

Confiabilidad: Es la probabilidad de que una subestación siga suministrando energía eléctrica con normalidad bajo condiciones de n-1 durante un periodo de tiempo (Mejia Villegas S.A, 1991).

Despacho económico: Es una metodología de los sistemas de potencia que busca bajar el coste del servicio al usuario manteniendo su calidad (C. D. González, 2017). Este obtiene un programa horario de generación de los recursos despachados centralmente durante 24 horas, así como las transferencias horarias de energía por las interconexiones internacionales (Resolución CREG 074 de 1999, 1999).

Evento: Actividad o hecho relevante que causa la indisponibilidad de uno o varios elementos en el sistema de potencia (IEEE, 2007).

Falla: Es una anomalía que causa la disminución del aislamiento entre los conductores de fase o entre fase y tierra, este es un evento indeseado que afecta el buen funcionamiento de los equipos del sistema de potencia (IEEE, 2007).

Flexibilidad: Es la capacidad que tienen los SEP para acomodarse a condiciones de contingencia. La flexibilidad es esencial para mantener la seguridad del sistema de potencia (Mejia Villegas, 2003).

Generación eléctrica: Es la transformación de una energía (carbón, petróleo, gas, nuclear, solar, eólica) en energía eléctrica (Lee & Wang, 2008).

Operador de red: Es el encargado de operar el sistema de transmisión regional, y su conexión al sistema de transmisión nacional (Osorio, 2018). Están conectadas a través de las estaciones transformadoras de interconexión, y en algunos casos al nivel de subtransporte, como en algunas centrales térmicas y pequeñas hidráulicas convencionales (Mejia Villegas S.A, 1991)

Probabilidad: Es una medida del grado de certidumbre de que un evento aleatorio pueda suceder. Se expresa en cifras entre 1 y 0, donde 1 es la posibilidad y 0 la contrariedad, asimismo, se puede expresar en porcentajes entre 0 y 100% (JL Pollock, 2007).

Pronóstico de generación: Es la estimación anticipada de la generación de energía eléctrica que se puede producir en un lapso de tiempo establecido (Georgina-González, 2019).

Reconciliación positiva y negativa: Es la diferencia entre la generación real y la generación ideal (la del mundo comercial) de una planta o recurso de generación. Si la diferencia es positiva, está asociada con generaciones despachadas sin valor incluido en el despacho ideal. Si la diferencia es negativa, esta generación quedó atrapada en la red al ser desplazada en el despacho económico por generación con valor superior al precio de bolsa (Cadavid Mazo, 2008).

Seguridad: Es la propiedad que tiene una instalación de continuar suministrando energía eléctrica aun en condiciones de contingencias o fallas que se puedan presentar en el sistema de potencia (Mejia Villegas S.A, 1991).

Sistema de control: Es aquel que se encarga de la supervisión, control, transmisión y distribución de energía eléctrica. Ante contingencias, deberá hasta donde sea posible, asegurar la continuidad del servicio de energía eléctrica (Mejia Villegas S.A, 1991).

3.2.Marco teórico

3.2.1. Generación de Seguridad (GS).

Según La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la Generación de seguridad es aquella generación forzada que se requiere para suplir las restricciones eléctricas u operativas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) (CREG, 1999).

Actualmente, los costos asociados a facturación de energía eléctrica incurren en costos causados por acciones necesarias y vitales para garantizar el suministro de energía eléctrica en el área operativa en la cual se encuentren, la cual depende de su localización geográfica. Lo anterior también suele ser responsabilidad de acciones de mantenimiento y problemas de infraestructura eléctrica, destacando la construcción de nuevos proyectos de infraestructura que no entran en operación en las fechas acordadas o incurren en retrasos, entre otros (Suarez, 2019).

Cuando se presentan limitaciones en la transmisión se deben despachar los generadores más costosos, ese componente paga esta generación que garantiza la seguridad y confiabilidad del sistema. El objetivo de este cargo es recoger los recursos para pagar los costos de las generaciones que se deben dar en el sistema por las limitaciones que tiene el área operativa. El recaudo se hace en la factura de energía y al final se paga a los generadores participantes (Tautiva, 2018).

La generación por seguridad comprende dos variantes (Zapata, C., Garcés, L., & Gómez, 2004):

- **La seguridad inherente (Safety):** Es aquella que minimiza las situaciones originadas en el SP que implican riesgos. Está regulado por estándares constructivos y operativos de los componentes del SP, como los valores nominales operativos (MVA, MV, A, entre otros).

- **La seguridad operativa (Security):** Es la capacidad del sistema para responder adecuadamente a las perturbaciones; se encuentra relacionada con la estabilidad electromecánica del sistema. Está regulada por reglas de funcionamiento. Se utilizan sistemas de protección y control para garantizar la seguridad.

Para garantizar la generación de seguridad en el STN colombiano, se debe entender cómo funciona el mercado mayorista de energía eléctrica, contemplando los siguientes pasos para satisfacer la demanda de energía eléctrica de forma confiable, segura y al menor costo mediante el desarrollo del despacho económico de acuerdo con lo establecido en la (Resolución CREG 074 de 1999, 1999):

- **Estimar de la demanda:** El pronóstico horario de la demanda para el despacho económico, se realiza para cada una de las 24 horas de cada día y por áreas operativas.
- **Pérdidas:** Se calculan como la diferencia entre la energía inyectada y extraída del STN. Para cada hora del día (k) son consideradas dentro del despacho horario para la hora correspondiente del día ($k + 2$).
- **Oferta de precios:** Para el despacho económico horario, las empresas generadoras deben proponer diariamente al CND antes de las 11:00 horas, la oferta de precios (expresado en valores enteros de \$/MWh) a nivel horario para cada unidad térmica, planta hidráulica o interconexión internacional.
- **Declaración de disponibilidad:** Las empresas generadoras deben manifestar al CND diariamente antes de las 11:00 horas, la mejor oferta en cuanto a disponibilidad esperada (expresada en valores enteros en MW) a nivel horario para cada generador o interconexión internacional.
- **Generación de seguridad por restricciones eléctricas y operativas del sistema.**

- Cálculo del despacho económico: El CND establece el programa horario de generación para cada una de las horas del día de tal forma que se cubra la demanda esperada con los recursos de generación disponibles más asequible ofrecidos por las empresas, cumpliendo con las normas técnicas y eléctricas de las unidades generadoras, áreas de operación y del SIN, y la asignación de la reserva de generación.
- Redespacho: El despacho económico se puede modificar durante su ejecución para tener en cuenta cambios en las condiciones de operación de los recursos del sistema.

3.2.2. Requerimientos de la generación de seguridad.

Los principales requerimientos para garantizar la generación de seguridad son (Documento CREG 078 de 2014, 2014):

- Generación de Seguridad asociada a restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN y al cumplimiento del criterio de confiabilidad (VERPC).
- Generación de Seguridad atribuible a consideraciones de estabilidad del STN y asociadas a condiciones anormales de orden público declaradas (CAOP).
- Generación de Seguridad originadas en redespachos, a diferencia de las salidas forzadas de STR y/o SDL.
- Generación de Seguridad forzada asociada al servicio de regulación de frecuencia.

El costo unitario de las restricciones en el SIN de los últimos tres (3) años hasta 2018 se han casi que duplicado, pasando de 15 COP/kWh en el 2016 a 28.9 COP/kWh en el 2018 (Resolución No. 022 de 2019, 2019).

3.2.3. Seguridad del sistema de energía.

Un factor primordial en el funcionamiento de un sistema de energía es el deseo de mantener la seguridad del sistema. La seguridad del sistema implica prácticas diseñadas para mantener el sistema funcionando cuando los componentes fallan. Por ejemplo, una unidad generadora puede ser desconectada debido a una falla del equipo auxiliar. Manteniendo cantidades adecuadas de reserva de giro, las unidades restantes del sistema pueden compensar el déficit sin una caída de frecuencia demasiado baja o sin necesidad de desprenderse de ninguna carga. Del mismo modo, una línea de transmisión puede ser dañada por una tormenta y ser eliminada por la retransmisión automática. Si al comprometer y despachar la generación, se mantiene la debida consideración de los flujos de transmisión, las líneas de transmisión restantes pueden soportar el aumento de la carga y aun así permanecer dentro del límite (Grubb & Twomey., 2006).

Todo el equipo de un sistema de energía está diseñado de tal manera que puede ser desconectado de la red en cualquier momento. Las razones de estas desconexiones se dividen generalmente en dos categorías: cortes programados por la realización de mantenimiento o la sustitución del equipo y, como su nombre indica, el momento de la desconexión es programado por los operadores para minimizar el impacto en la fiabilidad del sistema. Y cortes forzados que ocurren en momentos impredecibles y pueden deberse a fallos de los componentes internos o a influencias externas como rayos, tormentas de viento, acumulación de hielo, etc. Dado que los equipos de los sistemas de energía están diseñados para funcionar dentro de ciertos límites, la mayoría de los equipos están protegidos por dispositivos automáticos que pueden hacer que el equipo se desconecte del sistema si se violan estos límites (Wood & Wollenberg, 2014).

En los Estados Unidos, esto se conoce como la regla NERC (n-1). NERC es la Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica que establece los estándares de confiabilidad para todos los sistemas eléctricos. N-1 se refiere a un sistema con n componentes, y n-1 es su estado con un componente fuera. La regla NERC (n - 1) establece que ninguna interrupción individual dará lugar a que otros componentes experimenten violaciones de los límites de flujo o de voltaje (Wollenberg & Sheblé, 2013).

La mayoría de los grandes sistemas de energía instalan equipos para permitir que el personal de operaciones puedan monitorear y operar el sistema de una manera confiable (Wood & Wollenberg, 2014). La seguridad del sistema puede desglosarse en tres funciones principales que se llevan a cabo en un centro de control de operaciones:

1. El sistema de monitoreo
2. Análisis de contingencia
3. El flujo de energía óptimo con restricciones de seguridad.

La vigilancia del sistema proporciona a los operadores del sistema de energía información pertinente y actualizada sobre las condiciones del sistema de energía. En términos generales, es la función más importante de las tres. Desde el momento en que las empresas de servicios públicos fueron más allá de los sistemas de una unidad que suministraba un grupo de cargas, el funcionamiento efectivo del sistema requería que se midieran las cantidades críticas y que los valores de las mediciones se transmitieran a un lugar central. Esos sistemas de medición y transmisión de datos, denominados sistemas de gestión de la energía (SGA), han evolucionado a esquemas que pueden monitorear los voltajes, corrientes, flujos de energía y el estado de los interruptores y conmutadores en cada subestación de la red de transmisión de un sistema de

energía. Además, también se pueden teledir otras informaciones críticas como la frecuencia, las salidas de las unidades generadoras y las posiciones de las tomas de los transformadores. Con tanta información telemétrica simultáneamente, se instalan ordenadores digitales en los centros de control de operaciones para recopilar los datos telemétricos, procesarlos y colocarlos en una base de datos desde que los operadores pueden mostrar la información en grandes monitores de visualización. Más importante aún, el ordenador puede comprobar la información entrante contra los datos almacenados y alarma a los operadores en caso de sobrecarga o de tensión fuera de límite (Wood, A. Wollenberg, 2014).

Estos sistemas suelen combinarse con sistemas de control de supervisión que permiten los operadores para controlar y desconectar los interruptores y los grifos de los transformadores remotamente. Juntos, estos sistemas se denominan a menudo sistemas SCADA. El sistema SCADA permite pocos operadores para supervisar la generación y los sistemas de transmisión de alto voltaje, para tomar medidas para corregir las sobrecargas o los voltajes fuera de límite. El sistema de energía visto por los operadores del sistema de energía, ya sea al más alto nivel como los Operadores Independientes del Sistema en los Estados Unidos o los operadores individuales del sistema SCADA en una pequeña compañía de electricidad, todos tienen que lidiar con el sistema de energía en lo que se ha caracterizado como uno de los cuatro modos (NYISO Energy Market Operations, 2018).

- Normal: Significa que no se presentan alarmas y que el análisis no informa de ninguna contingencia que pueda causar sobrecargas o violaciones de voltaje.
- Alerta: Significa que se ha presentado una alarma al operador o los programas de análisis de contingencia han presentado la posibilidad de una contingencia problema. Por

supuesto, otros problemas también podrían presentarle al operador una situación que significaría que él o ella debe tomar medidas también.

- **Emergencia:** Indica mensajes de alarma graves que los operadores deben actuar y amenazan con causar grandes cortes en el sistema de energía en equipo o incluso partes del sistema.
- **Restauración:** Llega si el sistema pierde equipo o parte del sistema o incluso la mayor parte de ella se apaga o se desmaya. En la restauración, el equipo debe ser investigado para ver si se puede volver a poner en línea y luego volver a cambiar en el sistema. Las cargas que se dejaron caer se vuelven a poner en línea, a veces en pequeños bloques. La restauración puede llevar muchas horas, especialmente si se trata de grandes generadores.

La segunda gran función de seguridad es el análisis de contingencia. Los resultados de este tipo de análisis permiten que los sistemas funcionen de forma defensiva. Muchos de los problemas que se producen en un sistema de energía pueden causar graves problemas en un período de tiempo tan rápido que el operador no puede actuar con la suficiente rapidez una vez que se inicia el proceso. Este es a menudo el caso de los fallos en cascada. Debido a este aspecto de la operación de los sistemas, las modernas computadoras de operaciones están equipadas con programas de análisis de contingencia que modelan los posibles problemas del sistema antes de que surjan. Estos programas se basan en un modelo del sistema de energía y se utilizan para estudiar los eventos de interrupción y alarmar a los operadores de cualquier posible sobrecarga o voltaje fuera de límite. La tercera gran función de seguridad es el flujo de energía óptimo con restricciones de seguridad. En esta función, el análisis de contingencia se combina con un flujo de energía óptima que busca hacer cambios en el óptimo. Los programas que pueden hacer

ajustes de control en la base o la operación previa a la contingencia para evitar violaciones en las condiciones posteriores a la contingencia se llaman "flujos óptimos de energía con restricciones de seguridad" o SCOPF. Estos programas pueden tener en cuenta muchas contingencias y calcular los ajustes del generador MW, voltajes de generadores, tomas de transformadores, intercambio, etc (Wood, A. Wollenberg, 2014).

3.2.4. Funcionamiento de los sistema de energía.

Como consecuencia de muchos apagones generalizados en los sistemas de energía interconectados, las prioridades para el funcionamiento de los sistemas de energía modernos han evolucionado a lo siguiente (Wood, A. Wollenberg, 2014):

- Operar el sistema de tal manera que la energía sea entregada de manera confiable.
- Dentro de las limitaciones impuestas al funcionamiento del sistema por consideraciones de fiabilidad, el sistema será operado de la manera más económica.

Si el funcionamiento del sistema se llevara a cabo sin fallos repentinos o sin experimentar estados de funcionamiento imprevistos, probablemente no se tendrían problemas de fiabilidad. Sin embargo, cualquier equipo del sistema puede fallar, ya sea por causas internas o por causas externas, como rayos, objetos que chocan contra torres de transmisión o errores humanos en el ajuste de los relés.

Es imposible construir un sistema de energía con tanta redundancia (es decir, líneas de transmisión adicionales, generación de reserva, etc.) que los fallos nunca causen la caída de la carga en un sistema. Más bien, los sistemas se diseñan de manera que la probabilidad de que se caiga la carga sea aceptablemente pequeña. Por lo tanto, la mayoría de los sistemas de energía

están diseñados para tener suficiente redundancia para soportar todos eventos de fallo importantes, pero esto no garantiza que el sistema sea 100% fiable.

Dentro de las limitaciones de diseño y económicas, es trabajo de los operadores tratar de maximizar la fiabilidad del sistema que tienen en un momento dado. Normalmente, una potencia del sistema nunca funciona con todo el equipo "in" (es decir, conectado) ya que se producen fallos o el mantenimiento puede requerir poner el equipo fuera de servicio. Así pues, los operadores juegan un papel considerable para que el sistema sea fiable (Wood, A. Wollenberg, 2014).

En relación con la electricidad, hay una serie de fuentes de amenaza a la seguridad del suministro (NERA, 2002), entre ellas se incluyen (Grubb et al, 1996):

- Las fallas en las fuentes primarias de combustible, debido a la posible importación dependencia o cuestiones domésticas.
- Los problemas en la red de transmisión, posiblemente debido a un mal mantenimiento o bajo presupuesto de inversión.
- Las limitaciones de la capacidad de generación debido a la subinversión.
- Las Fallas operativas derivadas de una protección inadecuada contra la pérdida repentina de generación o transmisión con reserva de giro inadecuada.
- Las fallas en las líneas de transmisión, las causan cambios en los flujos y los voltajes en el equipo de transmisión permaneciendo conectado al sistema.

3.2.5. Análisis de contingencia: Detección de los problemas de la red.

El Análisis de contingencia permite determinar los escenarios de interrupción y falla de los componentes de la red. A partir de los escenarios identificados, se estudian las contingencias de

mayor riesgo del sistema con la finalidad de buscar soluciones que permitan la continuación del funcionamiento de la red (Wood, A. Wollenberg, 2014).

3.2.5.1. Interrupciones de la generación.

Cuando un generador sufre una interrupción forzada, provoca cambios en otros generadores, así como en el sistema de transmisión y en los equipos de distribución, todo esto conlleva a que el suministro eléctrico en su mayoría afecte los sectores comerciales y residencial, así como el abastecimiento crítico a comunidades industriales, financieras, médicas y de comunicaciones del país. La interrupción de la generación se puede presentar por condiciones climáticas como huracanes e inundaciones, junto con fallas de los equipos. (Wood, A. Wollenberg, 2014).

3.2.5.2. Efectos en otros generadores.

Cuando un generador falla, se pierde su potencia de salida, y el resultado es un desequilibrio entre la carga total más las pérdidas y la generación total. Este desequilibrio resulta en una caída de la frecuencia, que debe ser restaurada. Para restaurar la frecuencia de vuelta a su valor nominal (50Hz o 60Hz), otros generadores deben compensar la pérdida de la energía del generador interrumpido. La proporción de la energía perdida que se recupera por cada generador está estrictamente determinada por su característica de caída del gobernador, el cual, se encarga de controlar la velocidad de operación ante las variaciones de carga.

Se puede modelar los sistemas externos según sea necesario para la precisión intercambiando datos a través del Modelo de Información Común (CIM) con un sistema equivalente en los bordes. Una aproximación aproximada consiste en suponer que cada generador recupera la potencia perdida en proporción a su propia capacidad. Sin embargo, si un generador está en su máxima potencia en el momento en que se le pide que ayude a restaurar la frecuencia, entonces no puede subir y no puede participar en el restablecimiento de la frecuencia. En este caso, los

otros generadores tendrán que seguir aumentando hasta que se supere el déficit total. Si no hubiera suficiente generación que pudiera ser aumentada porque demasiados estuvieran en su máximo o cerca de su máximo, entonces el sistema necesitaría desprenderse de la carga para restablecer la frecuencia. Para evitar esto, todos los generadores se comprueban con sus límites máximos. La suma de generación que puede aplicarse para compensar una pérdida debe ser mayor que la mayor producción del generador. Esta suma se denomina reserva de giro y debe ser lo suficientemente grande para cumplir con los criterios de fiabilidad.

Si el sistema que se está modelando forma parte de una gran red interconectada, la generación perdida será recogida por un gran número de unidades generadoras fuera del área de control inmediato del sistema. Cuando esto sucede, la captación de la generación se ve como un aumento del flujo sobre las líneas de enlace a los sistemas vecinos. Para modelar esto, podemos construir un modelo de red de nuestro propio sistema más una red equivalente del sistema de nuestro vecino y colocar el bus de balanceo o el bus de referencia en el sistema equivalente (Wood, A. Wollenberg, 2014).

3.2.6. Efectos sobre la transmisión.

Cuando se pierde la generación, gran parte de la potencia recuperada proviene de líneas de amarre, y esto puede significar violaciones del límite de flujo de la línea o del límite de voltaje del autobús. En resumen, el sistema debe monitorear dos cosas para asegurarse de que los apagones del generador no causan problemas cuando uno se pierde: comprobar la reserva de giro en todo momento para asegurarse de que es adecuada y las interrupciones de los generadores de modelos y su efecto en los flujos y voltajes de transmisión (Wood, A. Wollenberg, 2014).

3.2.7. Interrupciones de la Transmisión.

Cuando una línea de transmisión o un transformador falla y se desconecta, el flujo en esa línea va a cero y todos los flujos cercanos se verán afectados. El resultado puede ser un límite de flujo de línea o violación del límite de voltaje del autobús. No hay forma de saber qué línea o transformador que se está cortando va a causar las peores violaciones. Por lo tanto, los operadores normalmente quieren comprobar como muchos de ellos como sea posible, tan a menudo como sea posible. Así pues, los operadores pueden tratar de modelar y calcular los efectos de una interrupción de cada línea y transformador en el sistema (Wood, A. Wollenberg, 2014).

3.2.8. Cortes dobles.

Un análisis aún más difícil es comprobar todos los pares de posibles apagones simultáneos, lo que se denota $(n - 2)$. Así, todos los pares de generadores, y de líneas de transmisión, así como pares de cortes de un solo generador, más una sola interrupción de la línea de transmisión al mismo tiempo tendría que ser analizada. Este $(n - 2)$ el análisis es mucho más difícil debido al número extremadamente grande de casos para modelar. La práctica habitual es estudiar sólo unos pocos de los $(n - 2)$ casos que son conocidos como los casos más graves (Wood, A. Wollenberg, 2014).

3.2.9. Pérdidas reactivas.

Las pérdidas reactivas en el sistema de transmisión tienen un gran efecto en los voltajes de los autobuses. Hay dos componentes en las pérdidas reactivas: el MVAR consumido por la línea y la reactancia inductiva del transformador calculada como flujos de potencia de muestra (Wood, A. Wollenberg, 2014).

3.2.10. Visión General del Análisis de Seguridad.

Un estudio de análisis de seguridad que se ejecuta en un centro de operaciones debe ser ejecutado muy rápidamente con el fin de ser de utilidad para los operadores. Hay tres maneras básicas de lograr esto:

1. Estudiar el sistema de energía con algoritmos aproximados pero muy rápidos.
2. Seleccionar sólo los casos importantes para un análisis detallado.
3. Utilizar un sistema informático compuesto por múltiples procesadores o procesadores vectoriales para ganar velocidad.

El primer método se ha empleado por a lo largo de los años y se conoce con varios nombres como "métodos de factor D", "métodos de sensibilidad lineal", "métodos de flujo de energía de DC". etc. Este enfoque es útil si sólo se desea un análisis aproximado del efecto de cada interrupción. Tiene todas las limitaciones atribuidas al flujo de energía de DC; que es que sólo se calculan los flujos de MW ramificados y éstos sólo tienen una precisión del 5% aproximadamente (Wood, A. Wollenberg, 2014).

3.2.11. Factores de sensibilidad lineal.

Actualmente, investigar el comportamiento de los miles de probables cortes de energía se hace complejo de resolver si se quiere informar rápidamente. Una de las formas más sencillas de dar una respuesta rápida es calcular las posibles sobrecargas utilizando factores de sensibilidad lineal, que muestran los cambios aproximados en los flujos de línea para los cambios de generación en la configuración de la red y se derivan del flujo de carga de DC de diferentes maneras y reducen en dos tipos (Wood, A. Wollenberg, 2014):

- Factores de distribución de la transferencia de energía (PTDF)

- Factores de distribución de la interrupción de la línea (LODF).

3.2.12. Relajación concéntrica.

Otra idea para entrar en el campo del análisis de seguridad en los sistemas de energía es que una interrupción sólo tiene un efecto geográfico limitado. La pérdida de una línea de transmisión no causa mucho efecto a miles de millas de distancia; de hecho, podríamos esperar que no cause muchos problemas a más de 20 millas del apagón, aunque si la línea fuera una cargada, línea de alto voltaje, su pérdida se sentirá probablemente a más de 20 millas de distancia.

Para obtener algún beneficio del limitado efecto geográfico de un apagón, la energía debe dividirse en dos partes: la parte afectada y la parte no afectada. Para hacer esta división, los autobuses al final de la línea afectada se marcan como capa cero. Los buses que son una línea de transmisión o transformador de la capa cero se etiquetan entonces como capa uno. Este mismo proceso puede llevarse a cabo, capa por capa, hasta que todos los autobuses de toda la red están incluidos. Se elige un número arbitrario de capas y todos los autobuses incluidos en esa capa y las capas de menor número se resuelven como un poder fluyen con el apagón en su lugar. Los autobuses en las capas más altas se mantienen como voltaje y ángulo de fase constantes (es decir, como buses de referencia).

Este procedimiento puede utilizarse de dos maneras: o bien la solución de las capas incluidas se convierte en la solución final de ese caso y todas las sobrecargas y violaciones de voltaje son determinado a partir de este flujo de energía o la solución simplemente se utiliza para a que de un apagón.

El problema con el concéntrico técnico de relajación es que requiere más capas para los circuitos cuya influencia se siente más allá del apagón. En lugar de capas, varios investigadores

han usado el término vecinos. Los autobuses que se conectan inmediatamente al autobús del equipo apagado se llaman primeros vecinos (Heydt) (Wood, A. Wollenberg, 2014).

3.3.Marco normativo

A continuación, se mencionan las normas y criterios legales que son utilizados a la fecha para la Generación de Seguridad.

Tabla 3. *Normas Técnicas [Elaboración propia].*

Ref.	Norma	Descripción
(Resolución CREG 055 de 1994)	Resolución CREG N° 055 de 1994	Por medio de esta resolución se regula el servicio de generación de electricidad del SIN.
(Resolución CREG N° 035 de 1999)	Resolución CREG N° 035 de 1999	En esta resolución se someten a consideración las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones de GS en el SIN para las partes y los agentes interesados.
(Resolución CREG N°038 de 1999, 1999)	Resolución CREG N°038 de 1999	Se someten los criterios para la definición de la GS, y la asignación de la misma entre los agentes del SIN y las bases.
(Resolución N°072 de 1999, 1999)	Resolución N°072 de 1999	Esta resolución establece las normas de calidad para los servicios de transmisión y conexión al STN, como parte del Reglamento de funcionamiento del SIN.

(Resolución N° 073 de 1999, 1999)	Resolución N°073 de 1999	Establece las bases para identificar y clasificar las restricciones, generaciones de seguridad, criterios generales y procedimientos de seguridad en el SIN, con el fin de evaluar y definir el funcionamiento del SIN.
(Resolución CREG N° 074 de 1999, 1999)	Resolución N°074 de 1999	Por el cual se establecen los criterios de adjudicación entre los funcionarios del SIN de los costos asociados con la GS y las disposiciones de reconciliación en el reglamento de funcionamiento del SIN.
(Resolución N° 080 de 1999, 1999)	Resolución N°080 de 1999	Se regulan las funciones de planificación, coordinación, supervisión y control entre el CND y los agentes del SIN.
(Resolución N° 040 de 2000, 2000)	Resolución No. 040 de 2000	Establece las bases para la identificación y clasificación de las restricciones de la GS en el SIN, así como los procedimientos para la evaluación y definición de las mismas.
(Resolución No. 061 de 2000, 2000)	Resolución No. 061 de 2000	Establece las normas de calidad aplicables al servicio de transporte y conexión de energía eléctrica en el SIN.

(Resolución N°062 de 2000, 2000)	Resolución CREG N° 062 de 2000	Esta resolución establece las bases para la Identificación y clasificación de las limitaciones y la GS en el SIN, además de los criterios generales para la evaluación y definición de ellos mismos.
(Resolución No. 063 de 2000, 2000)	Resolución No. 063 de 2000	Establece los criterios para la asignación de los costos asociados con la GS.
(Resolución No . 014 de 2004, 2004)	Resolución No. 014 de 2004	Se establecen normas complementarias a la Resolución 004 del CREG de 2003 sobre las transacciones internacionales de electricidad a corto plazo.

4. Diseño metodológico

4.1. Tipo de investigación

La investigación aplicada es un estudio destinado a resolver problemas cotidianos o a dominar situaciones prácticas. Se caracteriza porque busca utilizar los conocimientos adquiridos, mientras que otros se adquieren, tras la aplicación y sistematización de la práctica basada en la investigación. El objetivo de este tipo de investigación es predecir un comportamiento específico en una situación definida (Vega–González L.R., 2011). La investigación aplicada se considera una innovación científica (Vargas Cordero, 2009).

4.2. Método de investigación

Este trabajo se considera una investigación aplicada, debido a que se elabora pronósticos de comportamiento aplicado a contextos reales como lo son contingencias, con datos reales obtenidos de la base de datos de XM. Además, este tipo de investigación puede impulsar el desarrollo de soluciones basadas en las necesidades energéticas.

4.3. Metodología

En esta división se describe la metodología empleada para pronosticar la generación de seguridad en la Región Caribe Colombiana. La figura 1, detalla el orden lógico en que se desarrollan las etapas del presente estudio.

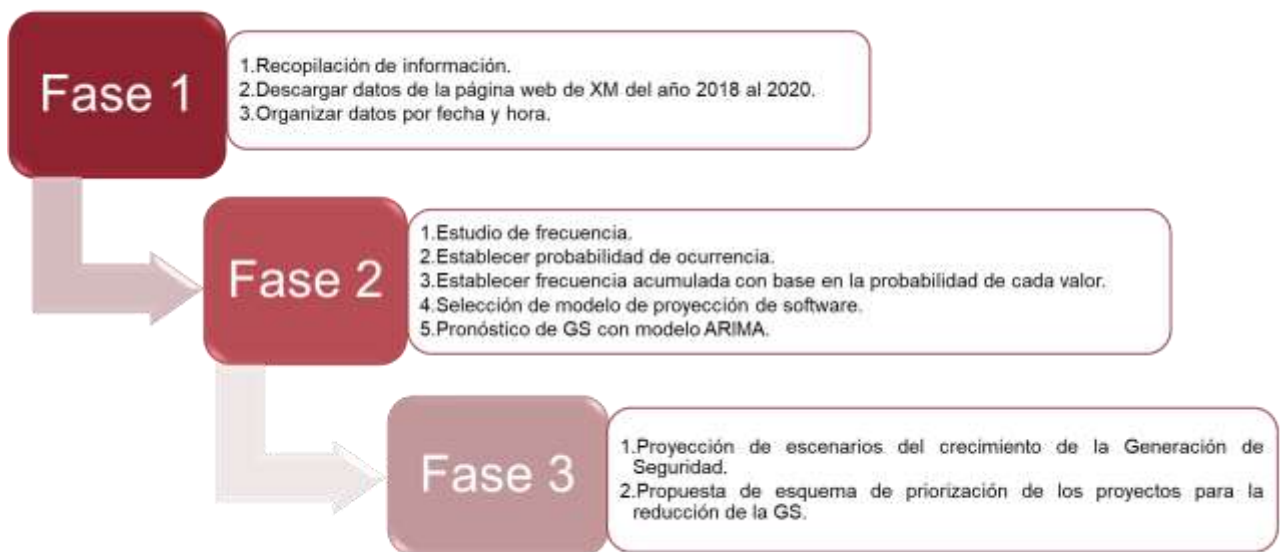


Figura 1. Fases del Proyecto [Elaboración propia].

En toda investigación es relevante contar con la información adecuada para llevar a cabo el desarrollo de los objetivos planteados, es por ello, que se instauran criterios y metodologías, se definen métodos y software, entre otros.

4.3.1. Recopilación de información.

Para realizar el presente estudio se utilizó la información pública disponible en la página web de XM del año 2018 al 2020, en la pestaña generación, informes de despacho, despacho térmico. Donde se encuentran los archivos organizados por año y mes correspondiente, para cada mes existe un archivo de Excel con los datos de los días del mes y a su vez, cada archivo contiene la información correspondiente de la generación de las plantas térmicas para cada una de las veinticuatro horas del día, su prioridad y tipo de combustible, como se muestra en la figura 2.

RECURSOS	PRIORIDAD	COMBUSTIBLE	COMBUSTIBLE OEF																								
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GUAJIR11	1	GAS/CAR	CAR	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	135	145	145	140	110	72	
GUAJIR11	2	GAS/CAR	CAR												19	27	54	57	57		6				5	35	60
GUAJIR21	2	GAS/CAR	CAR														16	72	76	72	72	129	145	145	145	145	88
TEBSA	1	GAS	GAS	392							392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	
TEBSA	2	GAS	GAS		392	392	392	392	392	392	392											107	101	107	65	11	
TYOPAL2	NA	GAS	GAS	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	

Figura 2. Datos Originales de despacho térmico por Generación de Seguridad [Tomado de la página web de XM, 2020].

La información de generación se presenta con las convenciones mostrada en la figura 3.

CONVENCIONES PARA LAS PLANTAS TÉRMICAS:	
	Despachada por Seguridad, Calidad o Confiabilidad
	Despachada por Otras Causas
	Pruebas Autorizadas (No cubren seguridad)
	Pruebas No Autorizadas (cubren seguridad)
	Pruebas de Disponibilidad
	Característica Técnica y Rampas de salida
	Rampas de entrada
	Demanda Internacional

Figura 3. Convenciones para las plantas térmicas [Tomado de la página web de XM, 2020].

Los datos de interés para el proyecto son aquellos relacionados con el despacho por seguridad, calidad o confiabilidad, resaltados en amarillo en los archivos de Excel y correspondientes al periodo de enero del 2017 a diciembre del 2020. Estos datos están expresados en Megavatios.

4.3.2. Organización de la información.

Se organizaron los datos como se muestra en la figura 4, teniendo en cuenta lo siguiente:

1. Se utilizó la información de los generadores térmicos despachados por seguridad de la costa Caribe.
2. Se omitió la información respecto a prioridad y combustible.

3. Se clasificaron por departamento y se asignó un número a cada generador.
4. Se organizó por año, mes, día y hora.
5. Se estableció una columna para el total de generación de todos los generados para cada hora del día.

HORA Y DÍA	ATLÁNTICO					BOLIVAR				GUAJIRA		MAGDALENA	GENERACIÓN DE SEGURIDAD (MW)
	GEN 1	GEN 2	GEN 3	GEN 4	GEN 5	GEN 6	GEN 7	GEN 8	GEN 9	GEN 10	GEN 11	GEN 12	
	TEBSA	FLORES1	FLORESIV	BARRANQ3	BARRANQ4	PROELEC1	PROELEC2	TCANDEL1	TCANDEL2	GUAJIR11	GUAJIR21	TERMONORTE	
1/01/2020 0:00	392									72			464
1/01/2020 1:00	392									72			464
1/01/2020 2:00	392												392
1/01/2020 3:00	392												392
1/01/2020 4:00	392									72			464
1/01/2020 5:00			220										220
1/01/2020 6:00			220										220
1/01/2020 7:00			220										220
1/01/2020 8:00			220										220
1/01/2020 9:00			220										220
1/01/2020 10:00			220										220
1/01/2020 11:00			220										220
1/01/2020 12:00			220										220
1/01/2020 13:00			220							72			292
1/01/2020 14:00			220							72			292
1/01/2020 15:00			220							72			292
1/01/2020 16:00			220										220
1/01/2020 17:00			220							72			292
1/01/2020 18:00	392									72			464
1/01/2020 19:00	392									72			464
1/01/2020 20:00	392									72			464
1/01/2020 21:00	392									72			464
1/01/2020 22:00	392									72			464
1/01/2020 23:00	392									72			464
2/01/2020 0:00	312									72			384
2/01/2020 1:00	312									72			384
2/01/2020 2:00	312												312
2/01/2020 3:00	312												312
2/01/2020 4:00	312												312
2/01/2020 5:00	312												312
2/01/2020 6:00	312												312
2/01/2020 7:00	312												312
2/01/2020 8:00	312												312
2/01/2020 9:00	312												312
2/01/2020 10:00	312									72			384
2/01/2020 11:00	312		220							72			604
2/01/2020 12:00	312		220							72			604
2/01/2020 13:00	312		220							72			604
2/01/2020 14:00	312		220							72			604
2/01/2020 15:00	312		220							72			604
2/01/2020 16:00	312		220							72			604
2/01/2020 17:00	312									72			384
2/01/2020 18:00	312		220							72			604
2/01/2020 19:00	312		220							72			604
2/01/2020 20:00	312		220							72			604
2/01/2020 21:00	312		220							72			604
2/01/2020 22:00	312		220							72			604
2/01/2020 23:00		90	220							72			382

Figura 4. Despacho térmico por generación de seguridad hora a hora [Elaboración propia].

4.3.3. Estudio de frecuencia.

Para el estudio de frecuencia se reorganizaron los datos por fecha, generadores pertenecientes a cada departamento y un total regional, tal como se muestra en la tabla 4. Luego, se le da un valor de probabilidad a cada dato y se establece la probabilidad de ocurrencia de cada dato de generación de seguridad por departamento y el total regional, como se evidencia en la tabla 5.

Tabla 4

Generación de Seguridad por Departamento.

Día Hora	Atlántico	Bolívar	GSM	Regional
1/01/2018 0:00	392	0	72	464
1/01/2018 1:00	392	0	72	464
1/01/2018 2:00	392	0	72	464
1/01/2018 3:00	392	0	72	464
1/01/2018 4:00	392	0	72	464
1/01/2018 5:00	392	0	72	464
1/01/2018 6:00	392	0	72	464
1/01/2018 7:00	392	0	72	464
1/01/2018 8:00	392	0	72	464
1/01/2018 9:00	392	0	72	464
1/01/2018 10:00	392	0	72	464
1/01/2018 11:00	392	0	72	464
1/01/2018 12:00	392	0	72	464
1/01/2018 13:00	392	0	72	464
1/01/2018 14:00	392	0	72	464
1/01/2018 15:00	392	0	72	464
1/01/2018 16:00	392	0	72	464
1/01/2018 17:00	392	0	72	464
1/01/2018 18:00	392	0	129	521

1/01/2018 19:00	447	0	145	592
1/01/2018 20:00	475	0	145	620
1/01/2018 21:00	439	0	145	584
1/01/2018 22:00	417	0	145	562
1/01/2018 23:00	392	0	93	485

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.

Probabilidad de Ocurrencia Generación de Seguridad.

Probabilidad	Atlántico	Bolívar	GSM	Regional
0%	1508	404	434	2057
0%	1508	404	434	2057
0%	1508	404	434	2057
0%	1508	404	434	2051
0%	1508	404	434	2048
0%	1508	404	434	2046
0%	1508	404	434	2044
0%	1508	404	434	2025
0%	1508	404	434	2021
0%	1508	404	434	2019
0%	1508	404	434	2000
0%	1508	404	434	1999
0%	1508	404	396	1996
0%	1508	404	394	1988
0%	1499	404	373	1986
0%	1493	404	362	1984
0%	1465	404	362	1983
0%	1463	404	362	1974
0%	1463	404	362	1971
0%	1463	404	362	1971

0%	1463	404	362	1968
0%	1457	404	362	1945
0%	1454	404	362	1945
0%	1443	404	362	1945
0%	1410	404	362	1940
0%	1401	404	362	1934
0%	1392	404	362	1930
0%	1391	404	362	1920
0%	1391	404	362	1913
0%	1391	404	362	1905
0%	1391	404	362	1901
0%	1391	399	362	1899
0%	1381	391	362	1855

Fuente: Elaboración propia.

Estos datos se organizaron de mayor a menor y se estableció una frecuencia acumulada con base en la probabilidad de cada valor, de esta forma pueden ser representados gráficamente y permitir un mejor análisis de los resultados obtenidos.

4.3.4. Selección de modelo de pronóstico y software.

Para llevar a cabo el desarrollo de la proyección de generación de seguridad, se escoge la estructura de series de tiempo para presentar los datos con el modelo ARIMA. El modelo ARIMA permite estadísticamente realizar predicciones hacia el futuro de manera sencilla y organizada. El lenguaje de programación a utilizar es “R” porque es un software de análisis estadístico gratuito y sencillo.

4.3.5. Organización de datos para pronóstico de GS en ARIMA.

Después analizar el comportamiento de la duración de carga, se debe pronosticar la GS teniendo en cuenta, que los escenarios de baja generación no son tan importantes, los relevantes para el estudio son aquellos escenarios de alta generación que son los que nos ayudan a identificar los requerimientos que se pueden aportar a los objetivos de la UPME.

Con los datos recopilados de las generaciones de seguridad de los años 2018, 2019 y 2020 se organizan los datos mostrados en la tabla 6. Donde se presentan los años a evaluar, los meses y el número de días de cada mes.

Tabla 6. *Años y meses a evaluar.*

MES	AÑO		
	2018	2019	2020
Enero	31	31	31
Febrero	28	28	29
Marzo	31	30	31
Abril	30	30	30
Mayo	31	30	31
Junio	30	30	30
Julio	31	31	31
Agosto	31	30	31
Septiembre	30	30	30
Octubre	31	30	31
Noviembre	30	30	30
Diciembre	30	30	20

Fuente: Elaboración propia.

Se realiza un análisis con los datos del promedio de generación de seguridad mensual de cada año. A partir de él se suma toda la generación y se realiza un análisis acumulado para cada mes de cada año, si este valor lo dividimos entre el número de días del mes da como resultado la generación de seguridad ponderada en MW.

Se pasan todos los datos por orden de año y se realiza la GS ponderada para cada mes, tabla 7.

Tabla 7

Datos utilizados para la modelación en ARIMA.

Año	Mes	GS Acumulada (MW)	GS Ponderada (MW)	Departamento
2018	Enero	212.927	6.869	Atlántico
2018	Diciembre	342.148	11.405	Atlántico
2018	Enero	1.038	33	Bolivar
2018	Diciembre	31.056	1.035	Bolivar
2018	Enero	21.506	694	Magdalena
2018	Diciembre	44.087	1.470	Magdalena
2019	Enero	299.890	9.674	Atlántico
2019	Diciembre	282.439	9.415	Atlántico
2019	Enero	32.459	1.047	Bolivar
2019	Diciembre	26.261	875	Bolivar
2019	Enero	64.944	2.095	Magdalena
2019	Diciembre	39.516	1.317	Magdalena
2020	Enero	254.526	8.211	Atlántico
2020	Diciembre	80.010	4.001	Atlántico
2020	Enero	5.544	179	Bolivar

2020	Diciembre	7.241	362	Bolivar
2020	Enero	23.832	769	Magdalena
2020	Diciembre	17.496	875	Magdalena

Fuente: Elaboración propia.

Se debe tener en cuenta que para poder hallar el valor del mes deseado se debe tomar el valor de lo que se genere en el mes actual más lo que se generó el mes anterior. De esta forma se va generando el acumulado total.

Las anteriores consideraciones no permiten tener un mejor manejo de datos debido a la complejidad de manejar la cantidad de datos horarios. La generación total acumulada nos permite establecer y verificar la tendencia creciente que debe presentar la generación en el tiempo. Los modelos planteados para el estudio se presentan en la tabla 8.

Tabla 8

Modelo para pronósticar GS en ARIMA.

Modelo	Periodo de datos	Valores datos
Modelo 1	2018-2020	Acumulado
Modelo 2	2018-2020	Promedio Mes
Modelo 3	2018-2019	Acumulado
Modelo 4	2018-2019	Promedio Mes

Fuente: Elaboración propia.

Se realiza el estudio de GS, acumulada y total para los departamentos de Atlántico, Bolívar, Magdalena y para el Total regional, por año y mes. Esta información la podemos observar en la tabla 9.

Se plantea dividir los periodos de análisis de datos debido a:

- Poder identificar las incidencias de la pandemia COVID-19 dentro del comportamiento de la generación de seguridad.
- Debido a las incidencias que se pueden hallar, realizar un análisis y pronóstico sin los efectos meses y/o años afectados por el COVID-19.

Tabla 9

Datos de GS Promedio, Total y Acumulado por Departamento y Total Regional.

Fecha	Atlántico- Prom	Bolivar- Prom	Magdalena- Prom	Total- Prom	Atlántico- To	Bolivar- To	Magdalena- To	Total-To	Atlántico- Ac	Bolivar-Ac	Magdalena- Ac	Total-Ac
ene-18	6.869	33	694	7.596	212.927	1.038	21.506	235.471	212.927	1.038	21.506	235.471
feb-18	14.353	4.050	3.359	21.763	401.896	113.412	94.060	609.368	614.823	114.450	115.566	844.839
mar-18	11.387	930	1.563	13.879	352.984	28.817	48.456	430.257	967.807	143.267	164.022	1.275.096
abr-18	10.105	914	1.260	12.278	303.138	27.410	37.800	368.348	1.270.945	170.677	201.822	1.643.444
may-18	10.364	1.457	2.204	14.026	321.287	45.176	68.329	434.792	1.592.232	215.853	270.151	2.078.236
jun-18	11.593	1.508	2.117	15.218	347.777	45.252	63.504	456.533	1.940.009	261.105	333.655	2.534.769
jul-18	10.466	1.197	1.807	13.471	324.461	37.110	56.016	417.587	2.264.470	298.215	389.671	2.952.356
ago-18	12.139	871	2.246	15.256	376.308	27.011	69.624	472.943	2.640.778	325.226	459.295	3.425.299
sep-18	12.595	874	1.624	15.093	377.854	26.229	48.709	452.792	3.018.632	351.455	508.004	3.878.091
oct-18	12.898	841	1.424	15.163	399.832	26.086	44.142	470.060	3.418.464	377.541	552.146	4.348.151
nov-18	12.074	824	569	13.467	362.219	24.730	17.064	404.013	3.780.683	402.271	569.210	4.752.164
dic-18	11.405	1.035	1.470	13.910	342.148	31.056	44.087	417.291	4.122.831	433.327	613.297	5.169.455
ene-19	9.674	1.047	2.095	12.816	299.890	32.459	64.944	397.293	4.422.721	465.786	678.241	5.566.748

CARACTERIZACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LA GENERACIÓN

feb-19	9.991	1.096	2.173	13.260	279.757	30.684	60.840	371.281	4.702.478	496.470	739.081	5.938.029
mar-19	8.955	619	1.344	10.919	268.655	18.572	40.332	327.559	4.971.133	515.042	779.413	6.265.588
abr-19	3.829	366	2.226	6.421	114.861	10.988	66.772	192.621	5.085.994	526.030	846.185	6.458.209
may-19	7.105	353	2.326	9.784	213.162	10.604	69.768	293.534	5.299.156	536.634	915.953	6.751.743
jun-19	6.906	612	2.052	9.570	207.165	18.363	61.560	287.088	5.506.321	554.997	977.513	7.038.831
jul-19	7.570	610	231	8.411	234.656	18.919	7.158	260.733	5.740.977	573.916	984.671	7.299.564
ago-19	8.995	834	1.824	11.654	269.864	25.034	54.715	349.613	6.010.841	598.950	1.039.386	7.649.177
sep-19	12.480	481	2.371	15.332	374.394	14.440	71.136	459.970	6.385.235	613.390	1.110.522	8.109.147
oct-19	10.627	269	1.846	12.741	318.795	8.058	55.368	382.221	6.704.030	621.448	1.165.890	8.491.368
nov-19	13.053	426	1.538	15.017	391.592	12.769	46.152	450.513	7.095.622	634.217	1.212.042	8.941.881
dic-19	9.415	875	1.317	11.607	282.439	26.261	39.516	348.216	7.378.061	660.478	1.251.558	9.290.097
ene-20	8.211	179	769	9.158	254.526	5.544	23.832	283.902	7.632.587	666.022	1.275.390	9.573.999
feb-20	7.730	1.103	2.185	11.018	224.182	31.993	63.360	319.535	7.856.769	698.015	1.338.750	9.893.534
mar-20	7.362	495	1.877	9.733	228.224	15.335	58.176	301.735	8.084.993	713.350	1.396.926	10.195.269
abr-20	3.895	63	938	4.896	116.862	1.883	28.127	146.872	8.201.855	715.233	1.425.053	10.342.141
may-20	3.995	106	1.315	5.416	123.845	3.288	40.770	167.903	8.325.700	718.521	1.465.823	10.510.044
jun-20	4.318	81	1.296	5.695	129.536	2.430	38.871	170.837	8.455.236	720.951	1.504.694	10.680.881

jul-20	4.333	57	1.106	5.496	134.335	1.768	34.272	170.375	8.589.571	722.719	1.538.966	10.851.256
ago-20	3.996	58	950	5.004	123.888	1.789	29.448	155.125	8.713.459	724.508	1.568.414	11.006.381
sep-20	3.616	24	1.111	4.751	108.477	721	33.337	142.535	8.821.936	725.229	1.601.751	11.148.916
oct-20	3.111	362	792	4.265	96.440	11.226	24.545	132.211	8.918.376	736.455	1.626.296	11.281.127
nov-20	4.041	113	731	4.885	121.241	3.383	21.919	146.543	9.039.617	739.838	1.648.215	11.427.670
dic-20	4.001	362	875	5.237	80.010	7.241	17.496	104.747	9.119.627	747.079	1.665.711	11.532.417

Fuente: Elaboración propia.

Donde, los valores de cada análisis se toman como:

- Promedio: Es la energía que se generó dividido entre el número de días del mes.
- Total: Es la suma de todos los datos de generación.
- Acumulado: Es la transformada de la función, para identificar como es el carácter de entrada, que debe ser ascendente, no puede descender.

4.3.6. Priorización de los proyectos para la reducción de la GS.

Se identifican los proyectos presentados por el plan de expansión UPME 2019-2032, estos con el fin de priorizar aquellos que pueden aportar en mayor cantidad a la reducción de los cargos causados por la Generación de Seguridad en la Región Caribe Colombiana, teniendo en cuenta las características técnicas de los recursos según los planes de la UPME.

Inicialmente, se descargan todos los proyectos planteados por la UPME, en esta investigación solo se toman los proyectos de generación y transmisión de la región caribe, se organizan por departamento, se incluye la capacidad de entrada en MW, el año de entrada en funcionamiento, el tipo de tecnología (solar, térmica, eólica) y en el caso de los proyectos de generación se incluye la fase en que se encuentran.

Finalmente, se seleccionan los proyectos de crecimiento prioritarios que pueden reducir la GS en la región caribe colombiana, estos se evidencia en las tablas 17 y 18 en la sección de resultados.

5. Resultados

5.1. Análisis de estudio de frecuencia

En esta sección se presenta el análisis de los resultados encontrados luego de organizar la información. En la tabla 10 se presenta la información de los generadores de la costa Caribe con respecto a la potencia instalada neta, el porcentaje de participación con respecto a la generación total, el porcentaje de participación departamental y el porcentaje de cada generador declarado. Esto con miras a determinar las dependencias del sistema y la criticidad de ciertos generadores ante un criterio de falla n-1.

Tabla 10

Generadores Despachados en Región Caribe Colombiana.

Ítem	Generador Despachado	Potencia Instalada Neta (MW)	% de participación	% Departamental	Departamento
1	TEBSA	791	34%		
2	FLORES1	160	7%		
3	FLORESIV	450	19%	65,73%	Atlántico
4	BARRANQ3	60	3%		
5	BARRANQ4	60	3%		
6	PROELEC1	45	2%		
7	PROELEC2	45	2%	17,46%	Bolívar
8	TCANDEL1	157	7%		
9	TCANDEL2	157	7%		
10	GUAJIR11	151	7%		
11	GUAJIR21	145	6%	16,81%	GSM
12	TERMONORTE	93	4%		
	Total	2314	100%	100%	

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 16, se presenta la curva de generación total de la región donde se muestra el porcentaje de ocurrencia de la generación de seguridad y se representa el escenario N-1 ante una posible falla del generador TEBSA, quien representa el 34% de participación del total, como se puede observar ante una falla en TEBSA únicamente se dejaría de atender el 3% de la demanda de generación, el resto puede ser soportado por el resto de los generadores de la región.

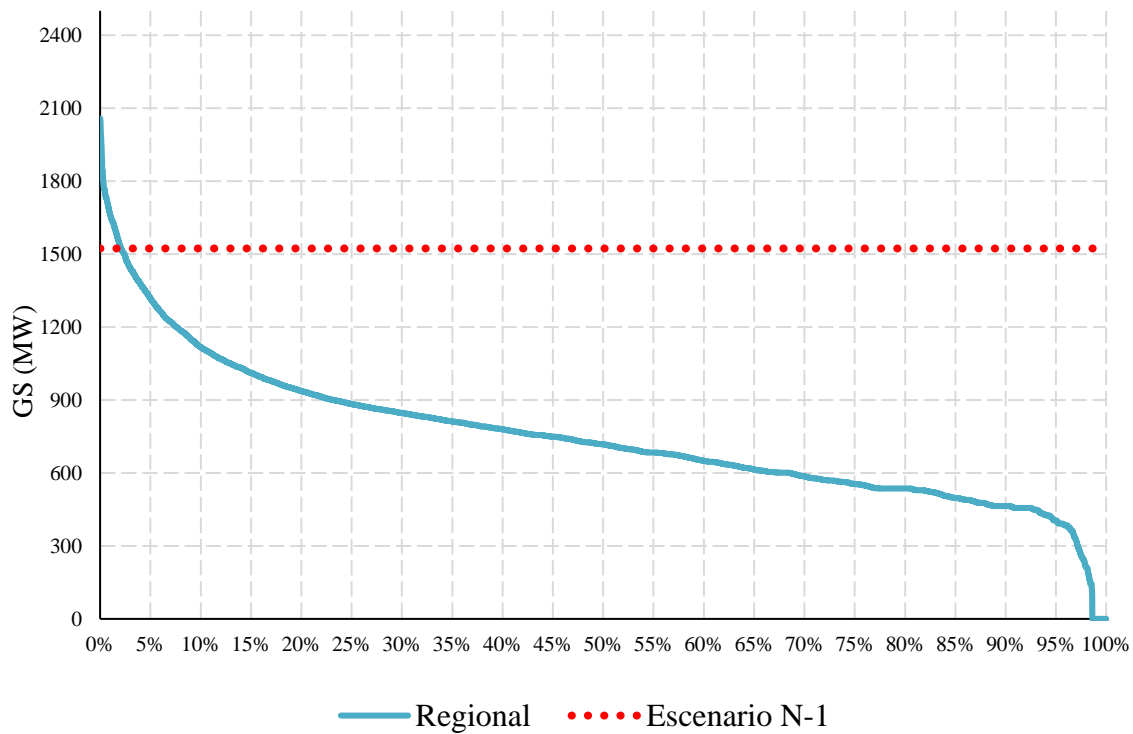


Figura 5. Límites Nominales de Generación Vs Demanda [Elaboración propia].

En la figura 6, se muestra el comportamiento de la GS de la región para los años 2018, 2019 y 2020, se observa el siguiente comportamiento:

- Hay una tendencia atípica del mes de enero y febrero de un año respecto al otro.
- Entre marzo y agosto se mantiene una tendencia para ambos años.

- En septiembre se igualan las generaciones de seguridad.
- De septiembre a diciembre las generaciones son totalmente atípicas e inclusive opuestas en su comportamiento.
- Para el año 2019, la generación de seguridad fue más baja en todo el año excepto en el mes de noviembre, donde superó la generación de noviembre del 2018.
- Para el año 2020 se observa una clara caída de la generación de seguridad que es consecuente con el inicio de las cuarentenas por la pandemia del COVID-19 que se mantuvo durante todo el año.

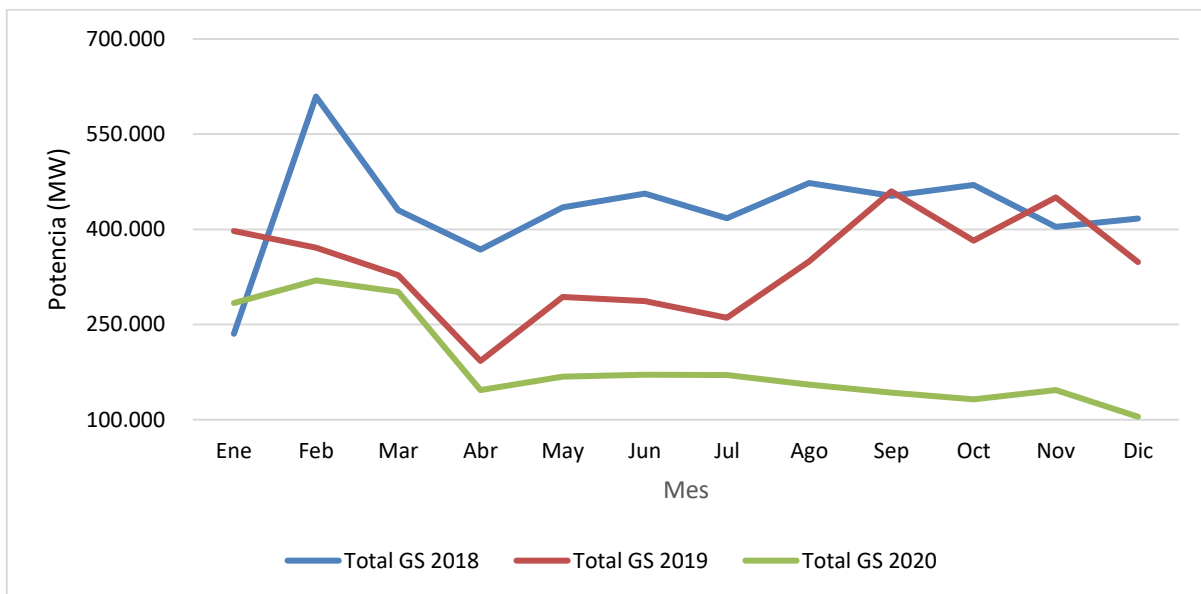


Figura 6. Total de Generación de Seguridad en los años 2018 - 2019 [Elaboración propia].

5.2.Pronóstico de generación de seguridad en ARIMA

Con los modelos planteados en la tabla 4, se realizan cuatro corridas en el software Rstudio con base en el código ARIMA que se ejecuta de la siguiente manera:

1. Lectura y selección de la base de datos indicada.
2. Identifica cual es el mejor modelo para cada base de datos.

3. El software genera los análisis residuales y entrega un resumen del modelo.
4. Se genera el pronóstico.

En la tabla 11 se presenta un resumen de los resultados de los cuatro modelos.

Tabla 11. *Resumen Pronóstico de Modelos ARIMA.*

Modelo	Periodo de Datos	Valores Datos	Mejor Modelo	P-Valor	Modelo
Modelo 1	2018-2020	Acumulado	SARIMA (1,0,0)	0,32	Se rechaza
Modelo 2		Promedio mes	Media Móvil	0,63	Se rechaza
Modelo 3	2018-2019	Acumulado	ARIMA	0,47	Se rechaza
			Integrado		
Modelo 4		Promedio mes	ARIMA	0,19	Se rechaza

Fuente: Elaboración propia.

Todos los modelos son rechazados bajo la premisa de que el P-Valor debe ser menor que 0.05 para que el modelo sea estadísticamente aceptado.

En la figura 7, se presenta la proyección de generación de seguridad para el modelo 1, en esta se puede apreciar que hay una tendencia decreciente de la GS, esto es debido a la incidencia de los datos de GS generados durante la pandemia ya que hubo una tendencia decreciente en cuanto a generación por la desaceleración que obligó a parar muchos sectores económicos y esto se vio reflejado en los consumos de energía.

Por lo anterior este modelo no es aceptado porque se pronostica una generación de seguridad decreciente a partir del mes de marzo del 2022, el modelo plantea nuevas pandemias que disminuirían la generación.

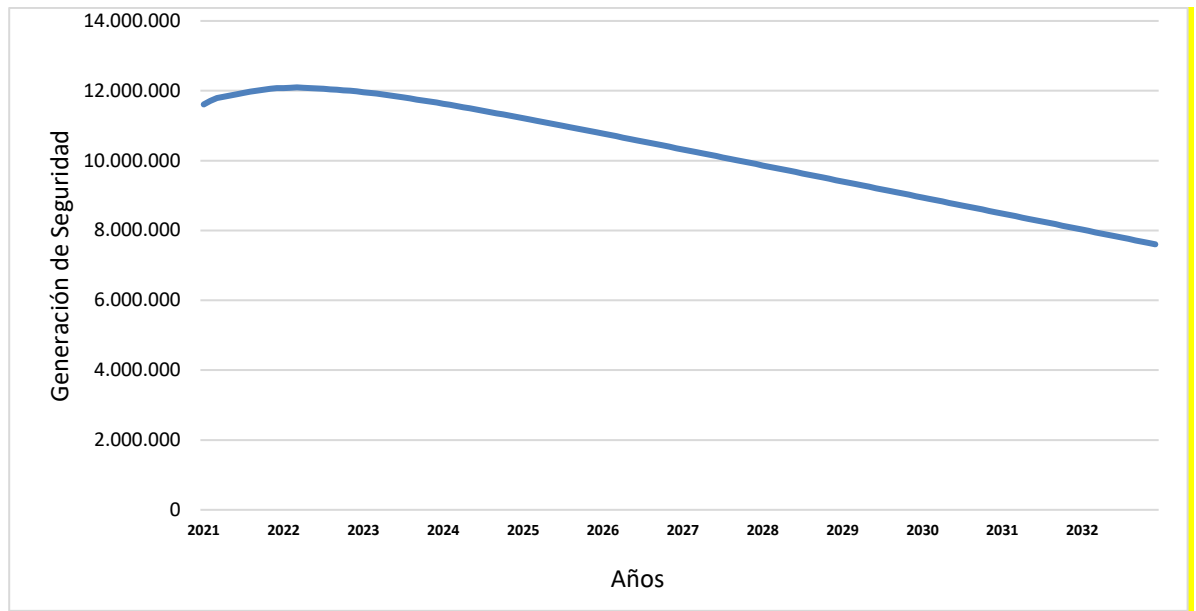


Figura 7. Pronóstico Modelo 1 [Elaboración Propia].

Para el modelo 2, se presenta la proyección de la figura 8, en este el comportamiento es constante a lo largo del tiempo debido a que se pronóstica un promedio de media móvil que es inconsistente con el incremento esperado de la generación.

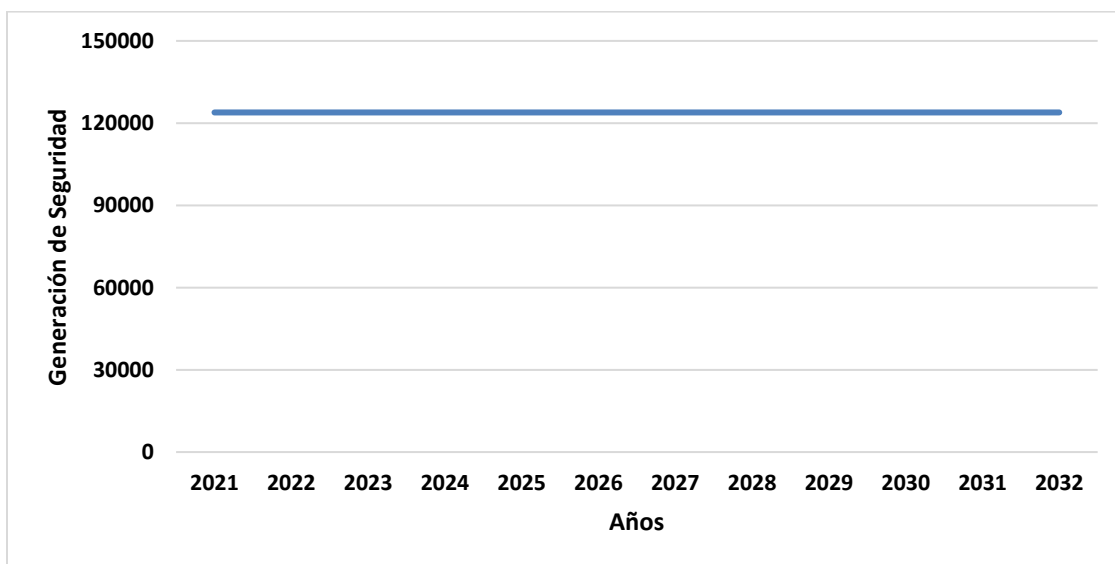


Figura 8. Pronóstico Modelo 2 [Elaboración Propia].

En la figura 9, se presenta el pronóstico para el modelo 3, el modelo presenta un comportamiento creciente que se ajusta a lo esperado, sin embargo, es rechazó por el P-valor que estadísticamente no es válido. Se observa que el pronóstico para después de los primeros años presenta valores con desviaciones muy grandes.

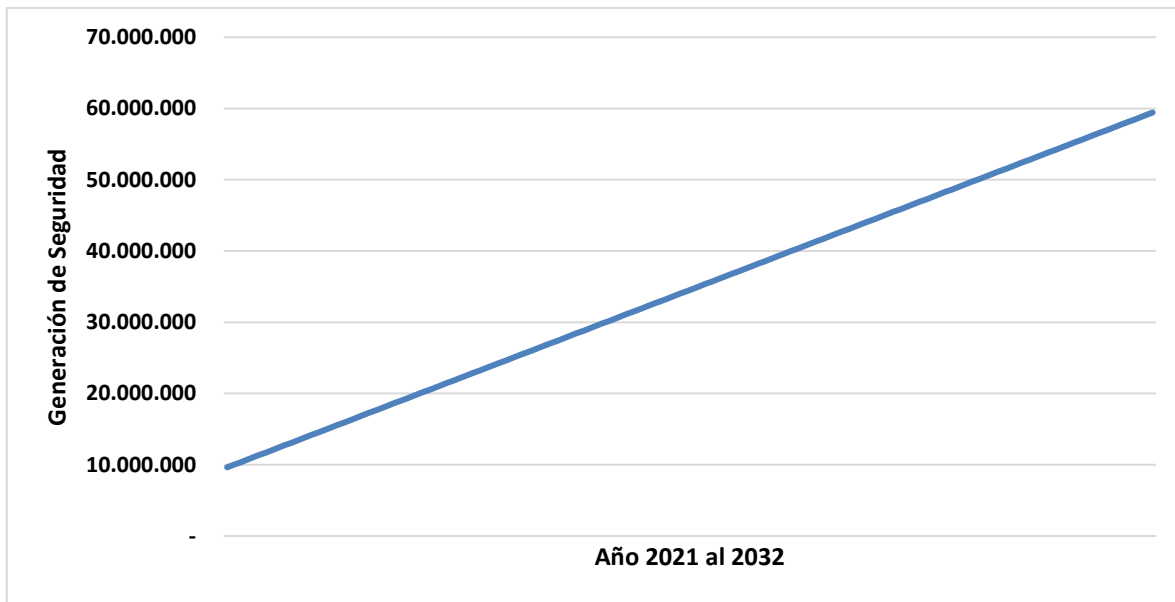


Figura 9. Pronóstico Modelo 3 [Elaboración Propia].

En la figura 10, el modelo presenta una línea recta, por lo cual, es rechazado debido a la característica creciente que se espera de la generación de seguridad.

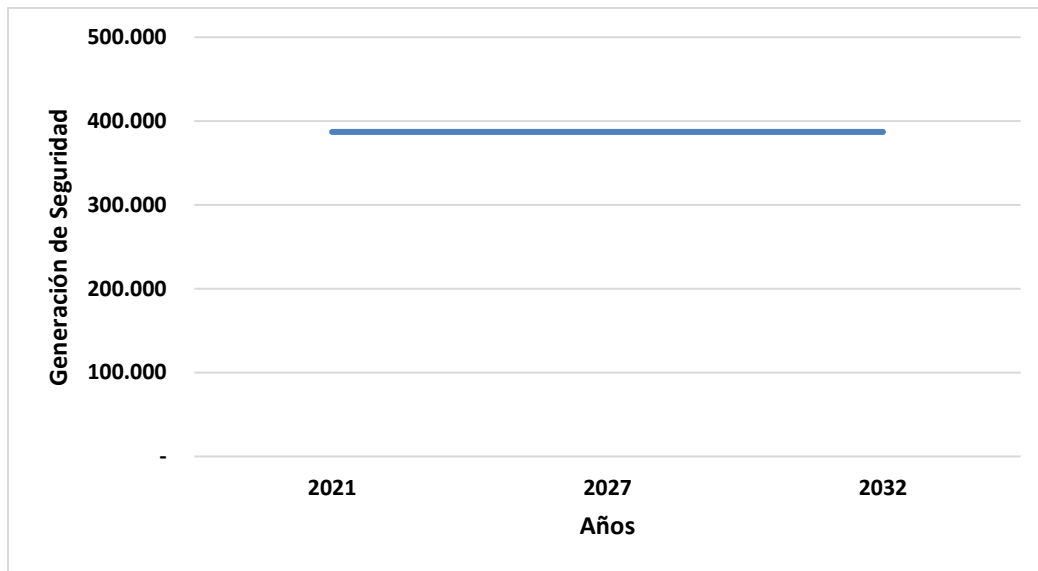


Figura 10. Pronóstico Modelo 4 [Elaboración Propia].

Después del análisis de los datos y de los pronósticos presentados en cada modelo, se concluye que no es posible obtener modelos confiables por el código ARIMA, como posibles causas tenemos:

1. Insuficiencia de datos.
2. Datos de generación de seguridad durante la pandemia COVID-19 que afectan los pronósticos.
3. Variables exógenas que quizás no se están teniendo en cuenta en los modelos.

Con lo anterior y analizando el comportamiento de los datos podemos notar que hay una dependencia lineal que nos permite aplicar un modelo autorregresivo, en la figura 11 se presenta la ecuación de la línea recta que presentan los datos, también se establecen dos zona de análisis, la zona resaltada en azul corresponde a los datos de los años 2018, 2019 y 2020 antes de la pandemia del COVID-19 y la zona resaltada en rojo corresponden a los datos de generación de seguridad durante la pandemia del COVID-19.

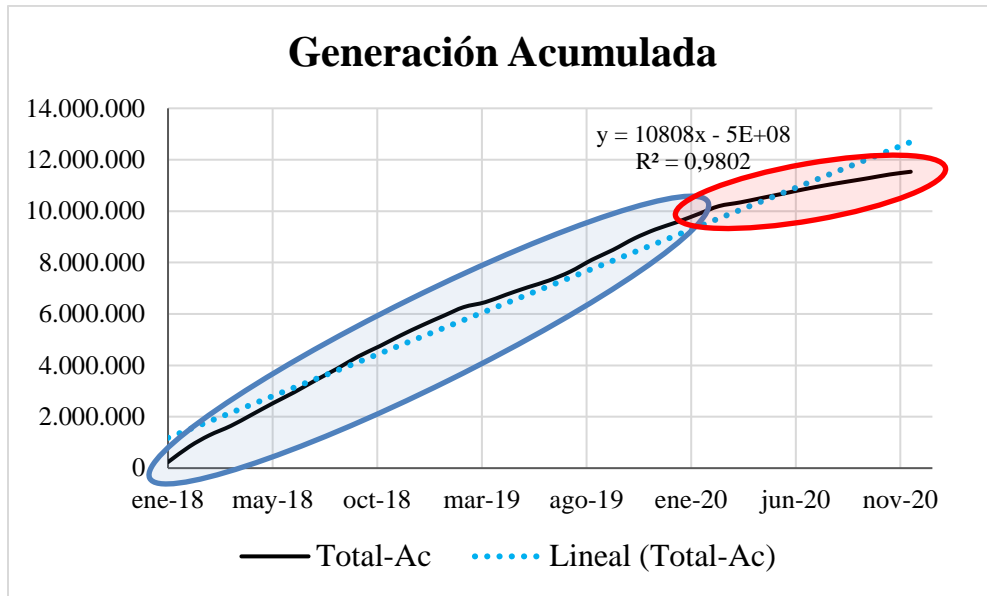


Figura 11. Comportamiento de Datos de Generación de Seguridad [Elaboración Propia].

En la gráfica 12, se presentan las ecuaciones que describen el comportamiento de los datos NO COVID y los datos COVID, para el caso de nuestro proyecto de grado trabajaremos solo con los datos NO COVID, datos del 2018 al 2020 antes de que el gobierno nacional decretara la cuarentena obligatoria.

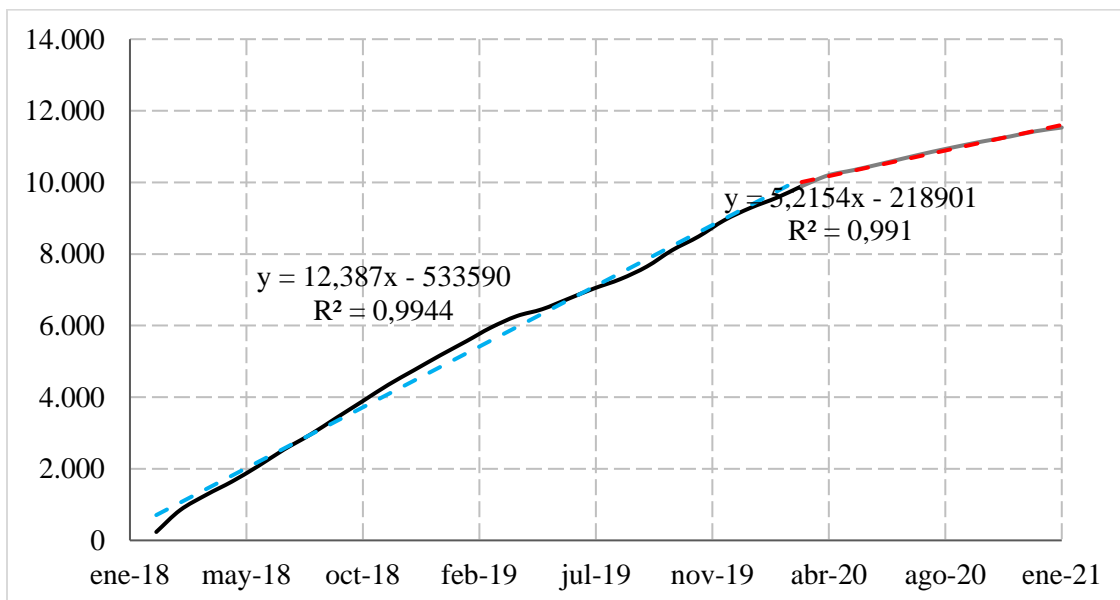


Figura 12. Comportamiento Datos NO COVID-19 y Datos COVID-19 [Elaboración Propia]

En las tablas 12 y 13 se presentan los resultados del modelo y del análisis de varianza.

Tabla 12

Resultados del Modelo Autorregresivo.

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de Correlación Múltiple	0,997187863
Coefficiente de Determinación R ²	0,994383635
R ² ajustado	0,99414962
Error típico	221,224164
Observaciones	26

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13

Resultado Análisis de Varianza.

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	207957706,6	207957706,6	4249,226627	1,59186E-28
Residuos	24	1174563,137	48940,13073		

Total 25 209132269,8

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 144. *Resultado Análisis de Varianza.*

		<i>Error</i>			<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
	<i>Coefficientes</i>	<i>típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>95%</i>	<i>95%</i>
Intercepción	-533590,23	8268,602	-64,532	2,025E-28	-550655,79	-516524,676
Fecha	12,387	0,190	65,186	1,592E-28	11,995	12,780

Fuente: Elaboración propia.

Con la ecuación 1, que describe el modelo autorregresivo, se pronóstica la GS hasta el año 2032, los resultados se muestran en la figura 13.

$$GS = 12,387x - 533590 \quad \text{Ecu. 1}$$

Donde:

GS: Es la generación de seguridad.

X: Es el mes para pronósticar.

12,387 Es el coeficiente de la fecha y 533590 es el intercepto.

A partir de los datos anteriores, en la figura 13 se muestra el pronóstico de generación de seguridad acumulado a partir de abril del 2020 hasta abril del año 2032.

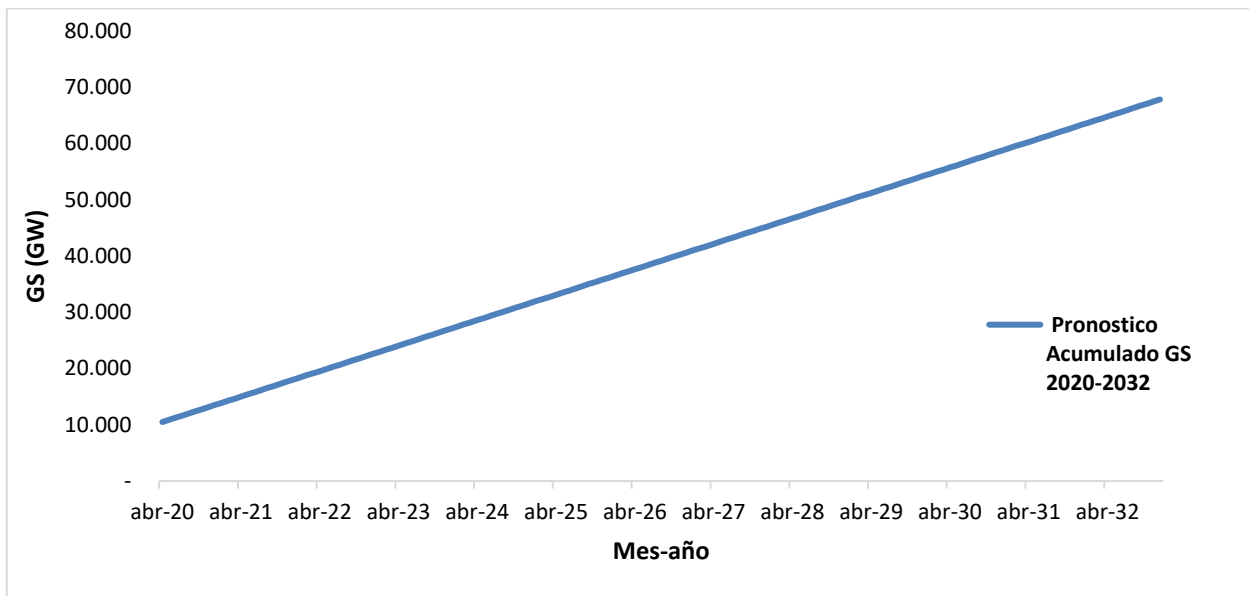


Figura 13. Pronóstico Generación de Seguridad Acumulada 2020-2032 [Elaboración Propia].

Se evidencia una clara tendencia de incremento, en parte debido a la condición acumulativa, sin embargo en la figura 14, se muestra la tendencia de la generación de

seguridad entre el año 2020 y 2032, para esta tendencia no se observa un incremento de la GS, solo una variación casi que periódica en el tiempo.

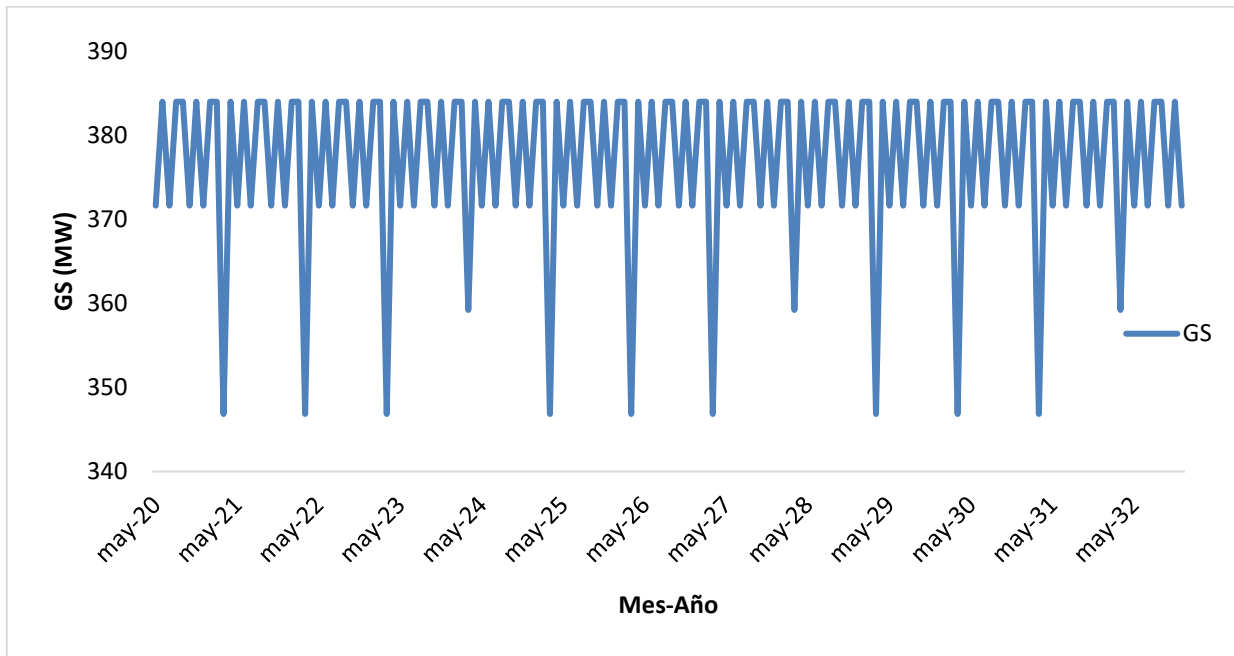


Figura 14. Pronostico Generación de Seguridad 2020-2032 [Elaboración Propia].

El anterior comportamiento puede tener las siguientes razones:

- Tendencias decrecientes en las generaciones de seguridad de los últimos años.
- Análisis de la generación total y su influencia en la generación de seguridad.
- Dependencia de variables exógenas que requieren un análisis estadístico más profundo y que se escapa al alcance de esta investigación.

5.3 Alternativas para reducir cargos causados por la GS en la región caribe

Colombiana.

A continuación, se presentan los proyectos de expansión planteados por la UPME en la Región Caribe Colombiana, estos clasificados por proyectos de generación y transmisión, con el fin de clasificar los prioritarios para reducir los cargos generados por la GS. En la tabla 14 se encuentra el año de entrada en operación de cada proyecto de generación, la capacidad de entrada en MW, fase y ubicación de los mismo.

Tabla 15. *Proyectos de Generación Plan de Expansion UPME.*

Fase	Tipo	Año de registro	Proyecto	Departamento	Municipio	Tecnología	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
I	Eólico	2020	Proyecto De Generación De Energía Eólica Omega	La Guajira	Maicao	Aerogenerador	300	2023
I	Eólico	2020	Proyecto De Generación De Energía Eólica Elipse	La Guajira	Maicao	Aerogenerador	200	2023
I	Eólico	2020	Proyecto De Generación De Energía Eólica Kappa	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	500	2024
I	Eólico	2020	Parque Eólico Offshore Vientos Alisios	Bolivar	Santa Catalina	Aerogenerador	200	2025
I	Eólico	2020	Planta Eólica La Manita	La Guajira	Maicao	Aerogenerador	9,9	2024
I	Eólico	2020	Planta Eólica Noe	La Guajira	Maicao	Aerogenerador	9,9	2024
I	Eólico	2019	Parque Eólico Guajira Ii	La Guajira	Maicao	Aerogenerador	325	2022
I	Eólico	2019	Parque Eólico Vientos De Galerazamba Ii	Bolivar	Santa Catalina	Aerogenerador	60	2021
I	Eólico	2019	Parque Eólico Boca Tocino	Atlantico	Piojo	Aerogenerador	9,9	2021
I	Eólico	2018	Punta Cocos	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	362,25	2021
I	Solar	2020	Parque Solar Magangué	Bolivar	Magangué	Fotovoltaico	45	2021
I	Solar	2020	Parque Solar Alma	Atlantico	Malambo	Fotovoltaico	20	2022
I	Solar	2020	Parque Solar Don Vizo	Atlantico	Malambo	Fotovoltaico	5	2022

I	Solar	2020	Planta Solar Fotovoltaica Jacob	Sucre	Tolu	Fotovoltaico	9,9	2022
I	Solar	2020	Parque Solar Nuevo Mundo	Cesar	Becerril	Fotovoltaico	99	2023
I	Solar	2020	Planta Solar Fotovoltaica San Pelayo	Cordoba	San Pelayo	Fotovoltaico	2,5	2024
I	Solar	2020	Planta Solar Fotovoltaica El Bongo	Cordoba	Cotorra	Fotovoltaico	2,5	2024
I	Solar	2020	Planta Solar Fotovoltaica San Serapio	Cordoba	Tierralta	Fotovoltaico	2,5	2024
I	Solar	2020	Planta Solar Fotovoltaica San Oro	Cordoba	Cienaga De Oro	Fotovoltaico	2,5	2024
I	Solar	2020	Planta Solar Fotovoltaica Pasacaballo	Bolivar	Turbana	Fotovoltaico	99,9	2024
I	Solar	2020	Granja Solar Sol&Cielo I	Cordoba	Monteria	Fotovoltaico	9,9	2021
I	Solar	2020	Parque Solar Bayunca No.2	Bolivar	Cartagena	Fotovoltaico	9,9	2021
I	Solar	2020	Parque Solar Mokana	Bolivar	Cartagena	Fotovoltaico	9,9	2021
I	Solar	2020	Helios Cesar-Ocaña 200mwac	Cesar	Aguachica	Fotovoltaico	200	2023
I	Solar	2019	Parque Solar Malambo No.1	Atlantico	Malambo	Fotovoltaico	50	2021
I	Solar	2019	Sun Flower Gamarra	Cesar	Gamarra	Fotovoltaico	5	2021
I	Solar	2019	Parque Solar Marañones I	Atlantico	Barranquilla	Fotovoltaico	9,37	2022
I	Solar	2019	Copey Del Verano Solar	Cesar	El Copey	Fotovoltaico	100	2021
I	Solar	2019	Fundación Del Verano Solar	Magdalena	Fundacion	Fotovoltaico	100	2021

I	Solar	2019	Granja Solar Guadalupeana 99.9 Mw	Cesar	Valledupar	Fotovoltaico	99,9	2022
I	Solar	2019	Proyecto Solar Fotovoltaico Cumbita	Atlantico	Tubara	Fotovoltaico	38	2021
I	Térmico	2020	Nencol 5	Magdalena	Santa Marta	Termoquímico	2240	2025
I	Térmico	2018	Central Termica Palermo (Ctp)	Magdalena	Sitionuevo	Otra	60	2021
II	Eólico	2021	Parque Eólico El Ahumado	La Guajira	Riohacha	Aerogenerador	50	2022
II	Eólico	2021	Parque Eólico Culantral	Magdalena	Sitionuevo	Aerogenerador	99,9	2022
II	Eólico	2020	Parque Eolico Casa Eléctrica	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	180	2023
II	Eólico	2020	Parque Eólico Irraipa	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	99	2023
II	Eólico	2020	Parque Eólico Carrizal	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	195	2023
II	Eólico	2020	Parque Eólico Apotolorru	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	75	2023
II	Eólico	2020	Andrea Jusayu (Antes Cerrito)	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	378	2023
II	Eólico	2020	Parque Eólico Jotomana-Apotolorru Ii	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	99	2023
II	Eólico	2020	San Juan Eólico	La Guajira	Fonseca	Aerogenerador	103,2	2022
II	Eólico	2020	Parque Eólico Vientos De Bolívar	Bolivar	Santa Catalina	Aerogenerador	150	2024
II	Eólico	2020	Parque Eólico Magdalena	Magdalena	Sitionuevo	Aerogenerador	99,9	2022
II	Eólico	2020	Proyecto Eólico Wakuaipa De 200 Mw	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	200	2024

II	Eólico	2019	Parque Eólico Dividivi	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	150	2024
II	Eólico	2019	Eo200i	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	201	2023
II	Eólico	2019	Alpha	La Guajira	Maicao	Aerogenerador	212	2022
II	Eólico	2019	Parque Eólico Guajira I	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	20	2021
II	Eólico	2019	San Martin Energy Green	Atlantico	Piojo	Aerogenerador	200	2022
II	Eólico	2018	Beta	La Guajira	Maicao	Aerogenerador	280	2022
II	Eólico	2018	Parque Eólico Musichi	La Guajira	Manaure	Aerogenerador	194	2023
II	Eólico	2018	Parque Eolico Tumawind	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	200	2022
II	Eólico	2018	Proyecto Eolico Urraichi - Chemesky	La Guajira	Uribia	Aerogenerador	98	2023
II	Solar	2021	Caracolí I	Atlantico	Malambo	Fotovoltaico	50	2022
II	Solar	2020	Parque Solar Cuestecitas	La Guajira	Maicao	Fotovoltaico	600	2024
II	Solar	2020	EUGENIA SOLAR 75 Mwp	Cesar	El Paso	Fotovoltaico	70	2023
II	Solar	2020	Sc Solar San Martin 300 Mwp	Cesar	El Paso	Fotovoltaico	240	2022
II	Solar	2020	Pétalo Del Córdoba Ii	Cordoba	Chinu	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Parque Solar Planeta Rica	Cordoba	Planeta Rica	Fotovoltaico	19,9	2021
II	Solar	2020	Parque Solar El Campano	Cordoba	Chinu	Fotovoltaico	99,9	2022
II	Solar	2020	Parque Solar Fotovoltaico Wimke	La Guajira	San Juan Del Cesar	Fotovoltaico	76	2023
II	Solar	2020	Parque Solar Canal Del Dique	Bolivar	Arjona	Fotovoltaico	4,5	2021
II	Solar	2020	Parque Solar Fotovoltaico San	La Guajira	San Juan Del	Fotovoltaico	70	2022

			Juan			Cesar		
II	Solar	2020	Parque Solar Morrosquillos Ii	Sucre	Toluviejo	Fotovoltaico	19,5	2022
II	Solar	2020	Parque Fotovoltaico Jumi	Atlantico	Galapa	Fotovoltaico	9,8	2021
II	Solar	2020	Parque Fotovoltaico Old-T	Sucre	Toluviejo	Fotovoltaico	9,8	2021
II	Solar	2020	Parque Solar Cordobita	Magdalena	Cienaga	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Parque Fotovoltaico Sgde	Atlantico	Malambo	Fotovoltaico	9,8	2021
			Parque Solar Fotovoltaico					
II	Solar	2020	Guayepo 400 Mw, Su Línea De Evacuación 500 Kv Y Bahía De Conexión	Atlantico	Ponedera	Fotovoltaico	400	2023
II	Solar	2020	Parque Fotovoltaico Crli	Atlantico	Malambo	Fotovoltaico	9,8	2021
II	Solar	2020	Parque Fotovoltaico Pn1	Bolivar	Arjona	Fotovoltaico	9,8	2021
II	Solar	2020	Parque Solar Fotovoltaico El Copey	Cesar	El Copey	Fotovoltaico	200	2024
II	Solar	2020	Pétalo Del Sucre I	Sucre	Palmito	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Parque Solar Morrosquillos I	Sucre	Toluviejo	Fotovoltaico	19,5	2022
II	Solar	2020	Parque Solar Fotovoltaico Baranoa 19,9 Mw	Atlantico	Baranoa	Fotovoltaico	19,9	2022
II	Solar	2020	San Juan Solar	La Guajira	San Juan Del Cesar	Fotovoltaico	100	2021
II	Solar	2020	Parque Solar Fotovoltaico	Atlantico	Baranoa	Fotovoltaico	19,9	2022

Ternera 19,9 Mw

II	Solar	2020	Bosques Solares De Colombia	Cordoba	Montelibano	Fotovoltaico	139,3	2021
II	Solar	2020	Bosques Solares De Bolivar 500	Atlantico	Sabanalarga	Fotovoltaico	19,9	2022
II	Solar	2020	Atlántico Photovoltaic	Atlantico	Sabanalarga	Fotovoltaico	199,5	2022
II	Solar	2020	Bosques Solares De Bolivar 501	Atlantico	Sabanalarga	Fotovoltaico	19,9	2022
II	Solar	2020	Bosques Solares De Bolivar 502	Atlantico	Sabanalarga	Fotovoltaico	19,9	2022
II	Solar	2020	Bosques Solares De Bolivar 503	Atlantico	Sabanalarga	Fotovoltaico	19,9	2022
II	Solar	2020	Bosques Solares De Bolivar 504	Atlantico	Sabanalarga	Fotovoltaico	19,9	2022
II	Solar	2020	Parque Fotovoltaico Campano 19.9 Mw	Magdalena	Fundacion	Fotovoltaico	19,9	2022
II	Solar	2020	Proyecto Solar Pv Bayunca 1	Bolivar	Santa Rosa	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Parque Solar Zambrano 2	Bolivar	Zambrano	Fotovoltaico	15,5	2021
II	Solar	2020	Proyecto Solar Pv Buenavista	Cordoba	Buenavista	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Proyecto Solar Pv Montelíbano	Cordoba	Montelibano	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Proyecto Solar Pv Sol Del Mar	Cordoba	Ayapel	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	La Cayena	Sucre	Since	Fotovoltaico	19,9	2022
II	Solar	2020	Centro Solar	Cordoba	Planeta Rica	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Parque Solar Zambrano 1	Bolivar	Zambrano	Fotovoltaico	19	2021
II	Solar	2020	Parque Solar La Ceiba	Sucre	San Onofre	Fotovoltaico	8	2022
II	Solar	2020	Parque Solar Los Colorados Iii	Bolivar	El Carmen De	Fotovoltaico	9,9	2021

Bolivar

II	Solar	2020	Parque Solar El Tamarindo Ii	Bolivar	Magangue	Fotovoltaico	9,9	2022
II	Solar	2020	Parque Solar El Tamarindo I	Bolivar	Magangue	Fotovoltaico	9,9	2022
II	Solar	2020	El Guayacán	Sucre	Corozal	Fotovoltaico	8	2022
II	Solar	2020	Pétalo Del Cesar 1	Cesar	Chiriguana	Fotovoltaico	9,9	2022
II	Solar	2020	Los Colorados Ii	Bolivar	El Carmen De Bolivar	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Prado Solar 1	Atlantico	Barranquilla	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Parque Solar Fotovoltaico Sincerín-Gambote 9,9 Mw	Bolivar	Arjona	Fotovoltaico	9,9	2022
II	Solar	2020	La Filigrana	Bolivar	Mompos	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Parque Solar El Roble	Cordoba	Chinu	Fotovoltaico	19,5	2031
II	Solar	2020	La Prosperidad	Magdalena	Salamina	Fotovoltaico	19,5	2021
II	Solar	2020	SOL DE GAMARRITA 3 X 15 MW	Cesar	Aguachica	Fotovoltaico	45	2022
II	Solar	2020	La Iguana	Bolivar	Arjona	Fotovoltaico	19,5	2022
II	Solar	2020	Brisa Solar Iii	Atlantico	Barranquilla	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Sandalo Ii	Cordoba	Puerto Libertador	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	Brisa Solar Ii	Atlantico	Barranquilla	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2020	El Colibrí	Atlantico	Barranquilla	Fotovoltaico	19,9	2021

II	Solar	2020	Planta Solar Arenal (Nehemías)	Bolivar	San Estanislao	Fotovoltaico	2	2022
II	Solar	2020	Leo Solar I	La Guajira	San Juan Del Cesar	Fotovoltaico	19,9	2023
II	Solar	2020	Leo Solar Ii	La Guajira	San Juan Del Cesar	Fotovoltaico	80	2023
II	Solar	2019	Bosques Solares De Colombia 1	Cordoba	Montelibano	Fotovoltaico	19,9	2021
II	Solar	2019	Bosques Solares De Colombia 2	Cordoba	Montelibano	Fotovoltaico	19,9	2021
II	Solar	2019	Bosques Solares De Colombia 3	Cordoba	Montelibano	Fotovoltaico	19,9	2021
II	Solar	2019	Bosques Solares De Colombia 4	Cordoba	Montelibano	Fotovoltaico	19,9	2021
II	Solar	2019	Bosques Solares De Colombia 5	Cordoba	Montelibano	Fotovoltaico	19,9	2021
II	Solar	2019	Pv La Mata	Cesar	La Gloria	Fotovoltaico	80	2021
II	Solar	2019	Bosques Solares De Colombia 6	Cordoba	Montelibano	Fotovoltaico	19,9	2021
II	Solar	2019	Latamsolar Fundacion	Magdalena	Pivijay	Fotovoltaico	100	2021
II	Solar	2019	Bosques Solares De Bolivar 506	Bolivar	Santa Rosa	Fotovoltaico	19,9	2021
II	Solar	2019	Bosques Solares De Bolivar 507	Bolivar	Santa Rosa	Fotovoltaico	19,9	2021
II	Solar	2019	Parque Eólico Trupillo	La Guajira	Uribia	Fotovoltaico	100	2025
II	Solar	2019	Parque Solar San Juan Del Cesar 2	La Guajira	San Juan Del Cesar	Fotovoltaico	99	2022
II	Solar	2019	Parque Solar Toro Moreno	La Guajira	San Juan Del Cesar	Fotovoltaico	99,9	2022
II	Solar	2019	Parque Solar Fotovoltaico	Cesar	Rio De Oro	Fotovoltaico	99,9	2022

Azucenos 99.9 Mw							
II	Solar	2019	Parque De Generación Fotovoltaica Alejandría	Cordoba	Planeta Rica	Fotovoltaico	9,9 2021
II	Solar	2019	Parque Fotovoltaico Puerto Badel	Bolivar	Arjona	Fotovoltaico	30 2021
II	Solar	2019	Parque De Generación Fotovoltaica El Sol	Cesar	Chiriguana	Fotovoltaico	100 2021
II	Solar	2019	Parque De Generación Fotovoltaica Santa Teresa	La Guajira	Riohacha	Fotovoltaico	200 2021
II	Solar	2019	Parque De Generación Fotovoltaica El Gran Chaparral	Cesar	Valledupar	Fotovoltaico	9,9 2021
II	Solar	2019	Parque De Generación Fotovoltaica El Gallego	Atlantico	Candelaria	Fotovoltaico	19,9 2021
II	Solar	2019	La Orquídea	Bolivar	Santa Rosa	Fotovoltaico	200 2022
II	Solar	2019	Toluviejo	Sucre	Toluviejo	Fotovoltaico	150 2022
II	Solar	2019	Proyecto Eólico María	La Guajira	San Juan Del Cesar	Fotovoltaico	200 2021
II	Solar	2019	Latamsolar La Loma	Cesar	El Paso	Fotovoltaico	150 2022
II	Solar	2019	Granja Solar Remolino 99.9 Mw	Magdalena	Remolino	Fotovoltaico	99,9 2022
II	Solar	2019	Parque Fotovoltaico Valle	Cordoba	Montelibano	Fotovoltaico	200 2021

Negro

II	Solar	2019	Parque Fotovoltaico La Granja	Cesar	El Paso	Fotovoltaico	90	2021
II	Solar	2019	Atlantico Solar I Baranoa	Atlantico	Baranoa	Fotovoltaico	19,3	2021
II	Solar	2019	As Ii Polonuevo	Atlantico	Polonuevo	Fotovoltaico	9,9	2021
II	Solar	2019	Parque Solar Fotovoltaico Solar Altamira 90 Mw	Cordoba	Chinu	Fotovoltaico	90	2022
II	Solar	2019	Parque Solar San Juan Del Cesar 1	La Guajira	San Juan Del Cesar	Fotovoltaico	99	2022
II	Solar	2019	Psfv Potreritos	La Guajira	El Molino	Fotovoltaico	168	2023
II	Solar	2019	Parque Solar Atlántico Iv	Bolivar	Calamar	Fotovoltaico	19,9	2021
II	Térmico	2021	Termocosta S.A. E.S.P.	Magdalena	Santa Marta	Ciclo Abierto	94	2023
II	Térmico	2021	Termo Gaira S.A. E.S.P.	Magdalena	Santa Marta	Ciclo Abierto	94	2023
II	Térmico	2020	Termobonda S.A. E.S.P.	Magdalena	Santa Marta	Ciclo Abierto	90	2022
II	Térmico	2019	Mamonal II	Bolivar	Cartagena	Ciclo Abierto	98	2022
II	Térmico	2019	Gt23	Atlantico	Soledad	Termoquímico	104	2022
II	Térmico	2019	Cerromatoso (Antes Termopaz)	Cordoba	Puerto Libertador	Otra	200	2022
II	Térmico	2019	Ciénaga De Oro	Cordoba	Cienaga De Oro	Otra	350	2022
II	Térmico	2019	Inerbarú1	Bolivar	Cartagena	Termoquímico	100	2022
II	Térmico	2019	Termo Okianus	Bolivar	Cartagena	Otra	214	2021

II	Térmico	2018	Termofrontier	Cordoba	Puerto Libertador	Otra	150	2021
II	Térmico	2018	Termocaribe Termoelectrica De Cartagena	Bolivar	Cartagena	Ciclo Combinado	450	2022
II	Térmico	2018	Termobijao	Cordoba	Puerto Libertador	Ciclo Abierto	340	2023
II	Térmico	2018	La Lucha	Cordoba	Sahagun	Ciclo Abierto	20	2022
II	Térmico	2018	El Tesorito	Cordoba	Sahagun	Ciclo Abierto	200	2022
II	Térmico	2018	Termo Palenque I	Bolivar	Santa Rosa	Otra	130	2021
II	Térmico	2018	Termo Palenque Ii	Bolivar	Santa Rosa	Termoquímico	130	2021
II	Térmico	2018	Termo Palenque Iii	Bolivar	Santa Rosa	Otra	130	2021
II	Térmico	2018	Termopalmero	Bolivar	Cartagena	Ciclo Combinado	650	2022
II	Térmico	2018	Central Térmica La Luna	Cesar	El Paso	Otra	1125	2022
II	Térmico	2018	Termofrontier - 2 37,5mw	Cordoba	Puerto Libertador	Otra	37,5	2022

Fuente: Tomado del Plan de Expansión UPME 2019-2032.

La capacidad (en MW) de los proyectos de generación presentados en el plan de expansión UPME 2019-2032 son:

Tabla 16. *Capacidad de Generación (MW) por Departamento.*

Departamento	Capacidad (MW)
Atlántico	1353,17
Bolívar	2906
Cesar	2723,6
Córdoba	2074,7
Guajira	6353,05
Magdalena	3127
Sucre	254,5
No Renovable (MW)	7006,5

Fuente: Tomado del Plan de Expansión UPME 2019-2032.

En la tabla 16 se encuentran los proyectos de transmisión presentados en el Plan de Expansión de la UPME.

Tabla 17. *Proyectos de Transmisión Plan de Expansión UPME 2019-2032.*

Proyecto	Departamento	Municipio	Tipo	Capacidad (MW)	Punto de Conexión STN	Obras de transmisión	Año de entrada en operación
Ampliación Termocandelaria	Bolivar	Cartagena	Térmico	566.15	Candelaria 220kV	Repotenciación enlace candelaria-Ternera 1 y 2 y aumento de nivel de corto en Sabanalarga 220kV	A cargo del promotor de proyecto
TermoProyectos	Bolivar	Cartagena	Térmico	19.4	Chivor/ Chivor II (embebido en Jaguey)	UPME 03-2010 Chivor II-Norte- Bacatá 230 kV	A cargo del promotor de proyecto
Subestación Pasacaballos	Bolivar	Pasacaballos	Térmico	350	Termocaribe 220kV	Conexión mediante la nueva línea Bolívar – Toluviejo – Chinú 220 kV, reconfigurándose en Bolívar– Pasacaballos – Toluviejo – Chinú 220 kV.	A cargo del promotor de proyecto
Parque Eólico Windpeshi	Guajira	Maicao	Eólico	200	Cuestecitas 220kV	UPME 09-2016 Líneas de transmisión Copey-Cuestecitas 500kV, Copey-Fundación 220kV	Noviembre de 2020

Casa Eléctrica	Guajira	Uribia	Eólico	180	Colectora I 500kV		
Parque Eólico Tumawind	Guajira	Uribia	Eólico	200	Colectora I 500kV	UPME 06-2017 Subestación Colectora 500kV y líneas asociadas	Noviembre de 2022
Parque Eólico Chemesky	Guajira	Uribia	Eólico	100	Colectora I 500kV		
						UPME 01-2014 Proyecto La Loma 500kV	En servicio
La Loma Solar	Cesar	La Loma	Solar	150	La Loma 110kV	UPME STR 13-2015 La Loma 110kV	Septiembre de 2020
						UPME 05-2014 Refuerzo Costa Caribe 500kV	Agosto de 2020
Nuevo circuito Termocol (Bonda) – Río Córdoba 220 kV	GSM	Santa Marta	Térmico		Guajira – Santa Marta – Termocol (Bonda) 220 kV	UPME 06-2014, Ciénaga - Magdalena; UPME 02-2010, desde la subestación Río Córdoba en jurisdicción del Municipio Ciénaga (Magdalena) hasta la subestación Bonda (Termocol)	Noviembre de 2023

Fuente: Tomado del Plan de Expansión UPME 2019-2032.

Para la priorización de los proyectos que permitan disminuir la generación de seguridad se plantean las siguientes premisas:

1. Sustituir la generación de las plantas térmicas debido a su alto costo.
2. Incrementar la capacidad o los puntos de interconexión de las líneas de transmisión con el interior del país, tal que permita importar una mayor cantidad de energía de forma confiable.

Con lo anterior se deben priorizar proyectos que estén enfocados a generación con energías alternativas y de interconexión nacional y regional. En la figura 15, se presenta la tabla del pronóstico de proyección de la demanda de la nación, en la cual se puede observar que la región Caribe muestra el mayor crecimiento al 2031.

La UPME demuestra que el consumo promedio per cápita para los periodos 2006 al 2016 de los principales departamentos, para la región Caribe, el Atlántico y Bolívar representan las mayores tendencias. Según estas tendencias, debemos priorizar los proyectos de generación de los departamentos del Atlántico y Bolívar y/o aquellos que estén destinados a interconectarse en el STN/STR.

Tabla 1-19: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – año).

	CENTRO	COSTA - CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2017	16.513	16.034	8.847	7.019	6.927	3.054	2.674	1.946	63.013	67.239
2018	17.201	16.654	9.116	7.162	7.280	3.118	2.699	1.996	65.227	68.832
2019	17.739	17.203	9.262	7.219	7.528	3.197	2.718	2.038	66.902	70.495
2020	18.268	17.807	9.410	7.285	7.789	3.279	2.738	2.080	68.656	72.300
2021	18.811	18.460	9.567	7.361	8.067	3.365	2.760	2.124	70.516	74.209
2022	19.355	19.144	9.722	7.439	8.357	3.454	2.781	2.169	72.422	76.150
2023	19.901	19.841	9.872	7.514	8.653	3.542	2.799	2.214	74.336	78.099
2024	20.464	20.573	10.026	7.591	8.964	3.634	2.817	2.259	76.328	80.169
2025	21.045	21.343	10.183	7.670	9.289	3.728	2.836	2.306	78.400	82.350
2026	21.636	22.145	10.338	7.748	9.626	3.825	2.852	2.354	80.524	84.583
2027	22.254	22.990	10.497	7.828	9.981	3.926	2.869	2.403	82.748	86.927
2028	22.890	23.874	10.657	7.907	10.352	4.030	2.885	2.452	85.048	89.349
2029	23.546	24.789	10.818	7.983	10.737	4.135	2.899	2.503	87.410	91.836
2030	24.224	25.759	10.980	8.062	11.143	4.245	2.914	2.555	89.881	94.439
2031	24.945	26.769	11.164	8.155	11.596	4.362	2.935	2.613	92.540	97.239

Fuente: UPME, 2017.

Figura 15. Tabla Proyección de Demanda 2017-2031 [UPME, 2017].

En la tabla 17, se muestra el listado priorizado de proyectos de generación.

Tabla 18. Listado Priorizado de Proyectos de Generación.

Prioridad	Tipo	Año de registro	Proyecto	Departamento	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
Parque Solar Fotovoltaico Guayepo						
1	Solar	2020	400 Mw, Su Línea De Evacuación 500 Kv Y Bahía De Conexión	Atlántico	400	2023
Parque Eólico Offshore Vientos Alisios						
2	Eólico	2020		Bolivar	200	2025
3	Eólico	2019	San Martin Energy Green	Atlántico	200	2022
4	Solar	2019	La Orquídea	Bolivar	200	2022
5	Solar	2020	Atlántico Photovoltaic	Atlántico	199,5	2022
6	Eólico	2020	Parque Eólico Vientos De Bolívar	Bolivar	150	2024
7	Solar	2020	Planta Solar Fotovoltaica	Bolivar	99,9	2024

			Pasacaballo			
8	Eólico	2019	Parque Eólico Vientos De Galerazamba Ii	Bolivar	60	2021
9	Solar	2019	Parque Solar Malambo No.1	Atlántico	50	2021
10	Solar	2021	Caracolí I	Atlántico	50	2022
11	Solar	2020	Parque Solar Magangué	Bolivar	45	2021
12	Solar	2019	Proyecto Solar Fotovoltaico Cumbita	Atlántico	38	2021
13	Solar	2019	Parque Fotovoltaico Puerto Badel	Bolivar	30	2021
14	Solar	2020	Parque Solar Alma	Atlántico	20	2022
15	Solar	2020	Parque Solar Fotovoltaico Baranoa 19,9 Mw	Atlántico	19,9	2022
16	Solar	2020	Parque Solar Fotovoltaico Ternera 19,9 Mw	Atlántico	19,9	2022
17	Solar	2020	Bosques Solares De Bolivar 500	Atlántico	19,9	2022
18	Solar	2020	Bosques Solares De Bolivar 501	Atlántico	19,9	2022
19	Solar	2020	Bosques Solares De Bolivar 502	Atlántico	19,9	2022
20	Solar	2020	Bosques Solares De Bolivar 503	Atlántico	19,9	2022
21	Solar	2020	Bosques Solares De Bolivar 504	Atlántico	19,9	2022
22	Solar	2020	El Colibrí	Atlántico	19,9	2021
23	Solar	2019	Bosques Solares De Bolivar 506	Bolivar	19,9	2021
24	Solar	2019	Bosques Solares De Bolivar 507	Bolivar	19,9	2021
25	Solar	2019	Parque Solar Atlántico Iv	Bolivar	19,9	2021
26	Solar	2020	La Iguana	Bolivar	19,5	2022
27	Solar	2020	Parque Solar Zambrano 1	Bolivar	19	2021

28 Solar 2020 Parque Solar Zambrano 2 Bolivar 15,5 2021

Fuente: Elaboración Propia.

La capacidad de entrada en MW de los proyectos de generación priorizados se evidencia en la figura 16:

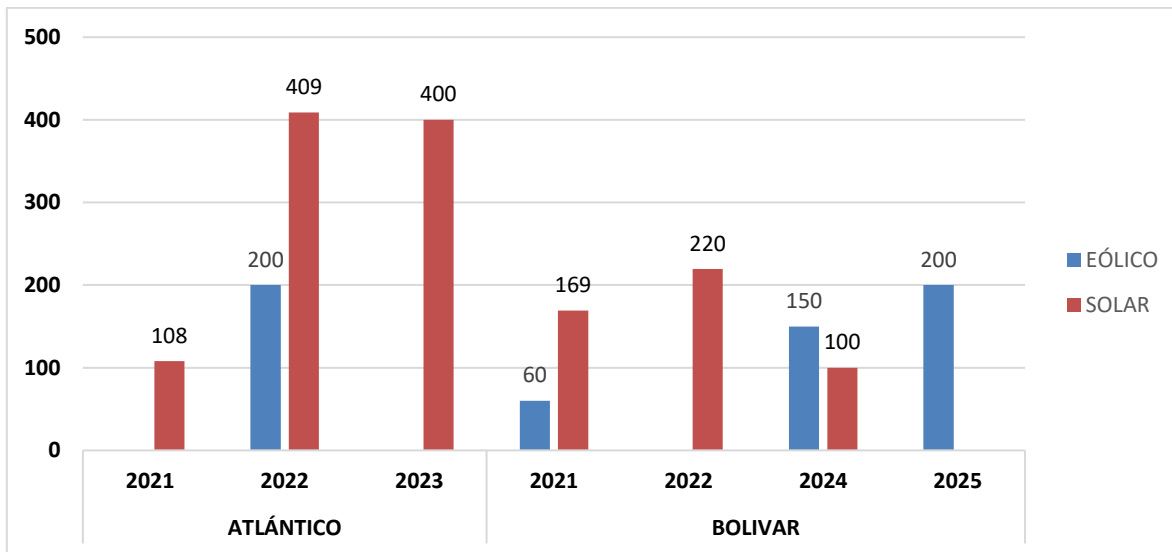


Figura 16. Capacidad de entrada (en MW) proyectos de Generación Priorizados [Elaboración propia].

En la tabla 18, se muestran los proyectos priorizados de interconexión.

Tabla 19
Proyectos Priorizados de Interconexión.

Proyecto	Departamento	Municipio	Tecnología	Capacidad (MW)	Punto de Conexión STN	Obras de transmisión	Año de entrada en operación
Subestación Pasacaballos	Bolivar	Pasacaballos	Térmico	350	Termo Caribe 220kV	Conexión mediante la nueva línea Bolívar – Toluviejo – Chinú 220 kV, reconfigurándose en Bolívar Pasacaballos – Toluviejo – Chinú 220 kV.	A cargo del promotor de proyecto
Parque Eólico Windpeshi	Guajira	Maicao	Eólico	200	Cuestecitas 220kV	UPME 09-2016 Líneas de transmisión Copey-Cuestecitas 500kV y Copey- Fundación 220kV	Noviembre de 2020
Casa Eléctrica	Guajira	Uribia	Eólico	180			
Parque Eólico Tumawind	Guajira	Uribia	Eólico	200	Colectora I 500kV	UPME 06-2017 Subestación Colectora 500kV y líneas asociadas	Noviembre de 2022
Parque Eólico Chemesky	Guajira	Uribia	Eólico	100			
La Loma Solar	Cesar	La Loma	Solar	150	La Loma 110kV	UPME 01-2014 Proyecto La Loma 500kV UPME STR 13-2015 La Loma 110kV UPME 05-2014 Refuerzo Costa Caribe 500kV	En servicio Septiembre de 2020 Agosto de 2020

Fuente: Elaboración Propia.

La capacidad de entrada en MW de los proyectos de transmisión priorizados para esta investigación se demuestra en la figura 17:

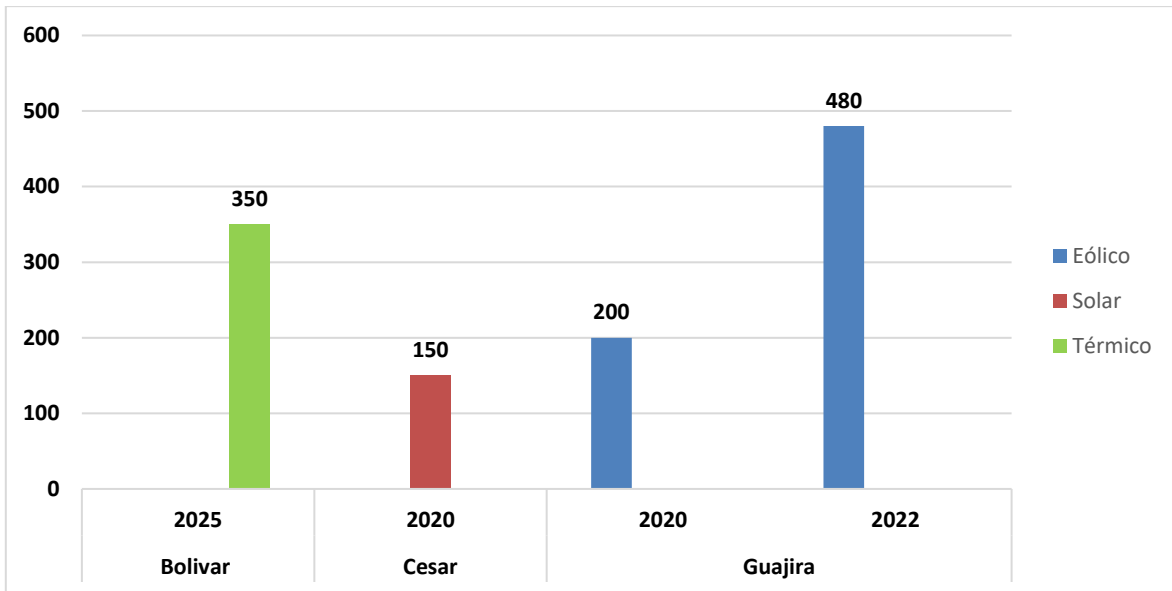


Figura 17. Capacidad de entrada (en MW) proyectos de Transmisión Priorizados [Elaboración propia].

Con los anteriores proyectos de interconexión, se podrá interconectar la región con el interior del país mediante dos nuevas líneas de 500 kV que entrarían por Cerromatoso Córdoba y la Loma Cesar. Estos proyectos también son necesarios para la implementación de importantes parques eólicos y solares en la Guajira, zona con gran potencial de este tipo de generación.

El proyecto de la subestación colectora 500 kV y líneas de 26 transmisión colectora – cuestecitas y cuestecitas – la loma 500 kV. Son los de mayor importancia de la región.

Conclusiones

La presente monografía es una síntesis de los lineamientos técnicos y operativos considerados en Colombia para calcular la generación de seguridad en un sistema de potencia. Se listan las normativas, el concepto de seguridad inherente y seguridad operativa, se destaca la relevancia de garantizar la seguridad en un SP con el propósito de soportar la operación del sistema, se define el concepto de generación de seguridad como la generación adicional o forzada que se requiere para suplir las restricciones eléctricas u operativas del SIN.

Para permitir estimar la generación de seguridad se tomó como caso de estudio la región caribe de Colombia. Se realizaron cuatro modelos de pronóstico utilizando las técnicas ARIMA, debido a que estas permiten estadísticamente realizar predicciones hacia el futuro de manera sencilla y organizada. El lenguaje de programación a utilizar es “R”. Sin embargo, estas se rechazaron bajo la premisa de que el P-valor daba superior a 0.05 por lo tanto, los modelos no son estadísticamente aceptados, además, demostraron un comportamiento decreciente que se pudo dar por la insuficiencia de datos de generación de seguridad dados por la pandemia COVID-19 afectando el pronóstico, así como variables exógenas que quizás no se están teniendo en cuenta en los modelos. Esto, dió como resultado un nuevo modelo líneal que nos permite pronosticar la GS de la región Caribe Colombiana para el año 2032 de manera coherente.

Finalmente, se listaron los diferentes proyectos de generación y transmisión planteados por el plan de expansion UPME 2019-2032, con el objetivo de priorizaron aquellos que se consideran los más relevantes por sus propiedades técnicas para reducir los cargos asociados por la GS en la Región Caribe Colombiana, como lo son los proyectos de energías renovables y los proyectos de interconexión, estos permitirán interconectar la región con el interior del país mediante dos nuevas líneas de 500 kV que entrarían por Cerromatoso Córdoba y la Loma Cesar. Además, son necesarios para la implementación de importantes parques eólicos y solares en la Guajira, zona con gran potencial de este tipo de generación.

Referencias

- Adriana Ariza Ramírez. (2013). Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución. [Universidad Tecnológica de Pereira]. In *Applied Microbiology and Biotechnology* (Issue 1).
<https://doi.org/10.1016/j.bbapap.2013.06.007>
- Akouemo, H. N., & Povinelli, R. J. (2014). Time series outlier detection and imputation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–5.
<https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939802>
- Al-saba T, I. E.-A. (1999). Artificial Neural Networks as applied to long term demand forecasting. *Artificial Intelligence in Engineering*, 189–197.
- Arce. (2010). *Modelos arima. U.D.I. Econometría E Informática. 31.*
http://www.uam.es/personal_pdi/economicas/eva/ecoi.html
- Arroyo, Jose. Conejo, A. all. (2002). *ARIMA models to predict next-day electricity prices. 57.*
<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1216141>
- Borthakur, P., & Goswami, B. (2020). Short Term Load Forecasting: A Hybrid Approach Using Data Mining Methods. *IEEE, 1-6.*
- Cadavid Mazo, E. (2008). *Seguimiento a las restricciones del mercado eléctrico colombiano. 1–20.* <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/521#.WZotcSgjE6Q>
- Cepeda, J., & Sierra, A. (2016). Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones. *Universidad Santo Tomas, 10.*
- Chakrabarti, S., & Baldick, R. (2020). *Look-Ahead SCOPF (LASCOPF) for Tracking*

Demand Variation via Auxiliary. 116.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución Número 025.*

Resolución CREG 015 del 2018, Resolución 015 239 (2018).

Resolución No. 062 de 1994, (1994).

Resolución N° 040 de 2000, (2000).

Resolución No. 063 de 2000, 1 (2000).

Resolución No . 014 de 2004, 1 (2004).

CREG. (1999). *REG. Resolucion O38 de 1999.*

Resolución CREG 073 de 1999, (1999).

Resolución CREG 074 de 1999, (1999).

Resolución CREG N°038 de 1999, 1 (1999).

Resolución No. 061 de 2000, 1 (2000).

Documento CREG 078 de 2014, 1 (2014).

Resolución No. 022 de 2019, (2019).

Daza-Guzman, J. Rueda-Lopez, J. (2015). *Análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico.*

[Universidad de la Costa]. <https://doi.org/10.5897/ERR2015>

de Arce, R., & Mahía, R. (2001). Modelos ARIMA. *Media*, 31.

http://www.uam.es/personal_pdi/economicas/eva/ecoi.html

- Eliseo Robledo Soto. (2012). *Contingencias dobles y simples para corrientes en el Sistema eléctrico de Pereira*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- Energía., M. de M. y. (2018). *Ministerio de Minas y Energía*.
- Fayos Álvarez, A. (2009). *Líneas eléctricas y transporte de energía eléctrica* (Universitat Politècnica de València (ed.)).
- Fiondella, L., & Gokhale, S. S. (2008). Importance measures for a modular software system. *Proceedings - International Conference on Quality Software*, 338–343.
<https://doi.org/10.1109/QSIC.2008.42>
- Fu, Y. Shahidepour, M. Li, Z. (2006). AC Contingency dispatch based on security-constrained unit commitment. *IEEE*, 897–908.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873407>
- Ganguly, A., Goswami, K., & Sil, A. K. (2020). WANN and ANN based Urban Load Forecasting for Peak Load Management. *IEEE*, 402-406.
<https://doi.org/10.1109/CALCON49167.2020.9106520>
- Georgina-González. (2019). *Pronóstico de generación eléctrica de corto plazo en parques eólicos utilizando técnicas de predicción de clima de microescala*. Universidad Autónoma del estado de Morelos.
- González, C. D. (2017). *Despacho económico de cargas en sistemas eléctricos de potencia: modelado, simulación y análisis*. 4–5.
- González, M. P. C. (2009). Análisis de series temporales económicas: Modelos ARIMA. In *Universidad del País Vasco*. <https://addi.ehu.es/bitstream/handle/10810/12492/04->

09gon.pdf;jsessionid=DBED3DDDAD5E8807059F6551F1A9D16D?sequence=1%0A
<https://books.google.com.co/books?id=ftqrKnA7dTMC>

Grubb, M. B., & Twomey., P. (2006). Diversity and security in UK electricity generation: The influence of low-carbon objectives. *Energy Policy*, *18*, 1–13.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.09.004>

Hemberth Suarez Lozano. (2019). *Energía: restricciones y generación por seguridad*. OGE Legal Services. <https://www.asuntoslegales.com.co/analisis/hemberth-suarez-lozano-2596363/energia-restricciones-y-generacion-por-seguridad-2921098>

Hong, Y., Zhou, Y., Li, Q., Xu, W., & Zheng, X. (2020). A Deep Learning Method for Short-Term Residential Load Forecasting in Smart Grid. *IEEE*, *8*, 55785–55797.

Hou, H. (2020). Short Term Load Forecasting Based on Bayesian Forecasting Model. *IEEE*, 200-203.

IEEE. (2007). *493-2007 - IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE.

JL Pollock. (2007). Razonamiento y probabilidad. *Ley, Probabilidad y Riesgo*, *6*(1–4), 43–58.
<https://doi.org/1093 / lpr / mgm014>

Karangelos, E., Wehenkel, L. (2019). An iterative ac-scopf approach managing the contingency and corrective control failure uncertainties with a probabilistic guarantee. *IEEE*, *34*(5), 3780 - 3790. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2902486>

Kuo, P. H., & Huang, C. J. (2018). A high precision artificial neural networks model for short-Term energy load forecasting. *Energies*, *11*(1), 1–13.

<https://doi.org/10.3390/en11010213>

Lee, D. J., & Wang, L. (2008). Small-signal stability analysis of an autonomous hybrid renewable energy power generation/energy storage system part I: Time-domain simulations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(1), 311–320.

<https://doi.org/10.1109/TEC.2007.914309>

Lin, B., & Chen, Y. (2020). Transportation infrastructure and efficient energy services: A perspective of China's manufacturing industry. *Energy Economics*, 1–11.

<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104809>

Martínez Orozco, M. A., Guzmán Aguilar, D. S., Pérez Ramírez, F. O., & Marín Rodríguez, N. J. (2018). Modelo cuantitativo ARIMAX- EGARCH para la predicción de la tasa de cambio colombiana (COP/USD). *Espacios*, 39(7).

Mejía Villegas. (2003). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión* (HMV; MEJIA VILLEGAS (ed.)).

Mejía Villegas S.A. (1991). *subestaciones de alta y extra alta tension* (segunda).

Resolución CREG 055 de 1994, 451 (1994).

Resolución CREG N° 035 de 1999, (1999).

Resolución CREG N° 074 de 1999, (1999).

Resolución N° 073 de 1999, (1999).

Resolución N° 080 de 1999, (1999).

Resolución N°072 de 1999, (1999).

Resolución N°062 de 2000, (2000).

Mitchell, J.V., Beck, P., Grubb, M. . (1996). *The New Geopolitics of Energy*. Royal Institute of International Affairs/Earthscan, London.

Mori, H. Kobayashi, H. (1996). *Optimal Fuzzy Inference for Short Term Load Forecasting*. 390–396.

NERA. (2002). Security in gas and electricity markets. *Report to UK Department of Trade and Industry*.

NYISO Energy Market Operations. (2018). *Transmission and Dispatch Operations Manual Prepared*. 12.

Ortiz, M., & Garcia, E. (2015). *Pronóstico de la demanda eléctrica residencial basado en el modelo de regresión adaptativa multivariante spline (MARS)* [Universidad Politécnica Salesiana Ecuador]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/11290>

Osorio, D. (2018). *Evaluación de Confiabilidad de la Red Eléctrica de Sub-transmisión del Departamento del Atlántico Basado en el Método de Cortes Mínimos Considerando las Conexiones Existentes Entre Cada Configuración*.

Pacué, F. J. G., & Zuluaga, A. E. (2012). *Análisis de contingencias simples, dobles y triples en el sistema eléctrico de Pereira*. 71.

R. Egbert, M. Tammimi. (2000). Short term electric load forecasting via fuzzy neural collaboration. *Electric Power Substations Engineering*, 243–248.

S, Medina-Hurtado. J, G. (2005). Predicción de demanda de energía en Colombia mediante un sistema de inferencia difuso neuronal. *Energética*, 33, 15–24.

<https://revistas.unal.edu.co/index.php/energetica/article/view/24008>

Shabanzadeh, M. et al. (2017). Risk-based medium-term trading strategy for a virtual power plant with first-order stochastic dominance constraints. *IEEE*, 520–529.

<https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1072>

Tarifa, E., & Martínez, S. (2007). *Diagnóstico de fallas con redes neuronales. Parte I: Reconocimiento de trayectorias*. 27(1), 65–71.

Tautiva, C. (2018). *Cargo por restricciones garantiza generación de seguridad: Minminas*. Ministerio de Minas y Energía.

Tengah, P. K. J. (2018). *Pronostico del Crecimiento de Demanda de Energía Eléctrica en el área Caribe Colombiana para proyectar la Generación por Seguridad de 2018 a 2032*. Universidad de la Costa.

Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano, Mercado de Energía Eléctrica en Colombia - Análisis Comercial y de Estrategias 1 (2004).

Unidad de Planeación Minero Energética. (n.d.). *Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario Energético 2050*. <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-Energetico-Nacional-Ideario-2050.aspx>

Unidad de Planeación Minero Energética. (2002). *Proyecciones de Demanda de energía Eléctrica y potencia máxima 2002-2011*.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2010). *Proyección de demanda de energía en Colombia. Informe Grupo de Demanda Energética*.

UPME. (2008). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2008-2022* (pp.

1–188).

UPME. (2015). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. In *Unidad de Planeación Minero Energética, Republica de Colombia* (p. 184).

UPME. (2019). *Proyección Regional de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia. Revisión Abril de 2019*. (pp. 13–23). www.upme.gov.co

Vargas Cordero, Z. R. (2009). La Investigación aplicada: Una forma de conocer las realidades con evidencia científica. *Revista Educación*, 33(1), 155.

<https://doi.org/10.15517/revedu.v33i1.538>

Vega–González L.R. (2011). Seven Myths of the University Applied Research and Technology Development. *Scielo*.

Weinhold, R., & Mieth, R. (n.d.). Fast Security-Constrained Optimal Power Flow Through Low-Impact and Redundancy Screening. *IEEE*, 4574–4584.

<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2994764>

Wollenberg, Bruce F. Sheblé, G. B. (2013). *Electrical Power Systems*.

Wood, A. Wollenberg, G. (2014). *Power Generation, Operation, and Control* (Third Edit).

Yin, L., & Gao, H. (2019). Moving horizon estimation for ARMAX processes with additive output noise. *Journal of the Franklin Institute*, 4, 2090–2110.

<https://doi.org/10.1016/j.jfranklin.2018.11.019>

Zapata, C., Garcés, L., & Gómez, O. (2004). Modelamiento de componentes de 83 sistemas compuestos generación – transmisión para estudios de confiabilidad. *Scientia et Technica*, 25, 53–58.

Zeng, P., Jin, M., & Elahe, F. (2020). Short-Term Power Load Forecasting Based on Cross Multi-Model and Second Decision Mechanism. *IEEE*, 8.

Anexos

Anexo 1. Código de pronóstico modelo 1

Ljung-Box test

data: Residuals from ARIMA(0,2,0)(1,0,0)[12]

$Q^* = 7.0093$, $df = 6$, $p\text{-value} = 0.32$

Model df: 1. Total lags used: 7

ARIMA(0,2,0)(1,0,0)[12]

Coefficients:

 sar1

 0.3701

s.e. 0.1680

sigma² estimated as 3.997e+09: log likelihood=-424.47

AIC=852.94 AICc=853.33 BIC=856

Training set error measures:

ME	RMSE	MAE	MPE	MAPE	MASE	ACF1
----	------	-----	-----	------	------	------

Training set	-10830.76	60533.94	45221.6	-0.4358061	1.084448	0.01138769	-0.2292877
--------------	-----------	----------	---------	------------	----------	------------	------------

El resultado muestra que el modelo para estos datos es un $ARIMA(0,2,0)(1,0,0)[12]$, es un modelo SARIMA.

Anexo 2. Resultados Pronóstico del Modelo 1.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2021	11.613.360	11.707.492	11.795.036	11.825.263	11.863.274	11.902.371	11.941.297	11.974.579	12.003.201	12.028.002	12.058.107	12.072.743
2022	12.078.569	12.089.277	12.097.546	12.084.601	12.074.538	12.064.876	12.055.151	12.043.337	12.029.799	12.014.846	12.001.856	11.983.141
2023	11.961.166	11.940.997	11.919.925	11.891.003	11.863.146	11.835.438	11.807.707	11.779.202	11.750.060	11.720.394	11.691.454	11.660.395
2024	11.628.130	11.596.533	11.564.603	11.529.766	11.495.324	11.460.937	11.426.542	11.391.860	11.356.942	11.321.830	11.286.987	11.251.360
2025	11.215.287	11.179.460	11.143.510	11.106.485	11.069.606	11.032.747	10.995.885	10.958.917	10.921.861	10.884.734	10.847.706	10.810.388
2026	10.772.905	10.735.513	10.698.076	10.660.240	10.622.459	10.584.685	10.546.910	10.509.096	10.471.249	10.433.376	10.395.540	10.357.596
2027	10.319.591	10.281.620	10.243.632	10.205.497	10.167.382	10.129.269	10.091.156	10.053.029	10.014.889	9.976.740	9.938.604	9.900.429
2028	9.862.231	9.824.046	9.785.854	9.747.608	9.709.369	9.671.131	9.632.893	9.594.650	9.556.402	9.518.150	9.479.904	9.441.643
2029	9.403.373	9.365.109	9.326.841	9.288.554	9.250.270	9.211.985	9.173.701	9.135.415	9.097.127	9.058.838	9.020.550	8.982.257
2030	8.943.962	8.905.667	8.867.372	8.829.070	8.790.768	8.752.467	8.714.166	8.675.863	8.637.561	8.599.257	8.560.955	8.522.650

2031	8.484.345	8.446.040	8.407.734	8.369.426	8.331.118	8.292.810	8.254.503	8.216.195	8.177.886	8.139.578	8.101.270	8.062.961
2032	8.024.652	7.986.343	7.948.033	7.909.723	7.871.413	7.833.103	7.794.793	7.756.483	7.718.172	7.679.862	7.641.552	7.603.241

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 3. Análisis de los residuos modelo 1.

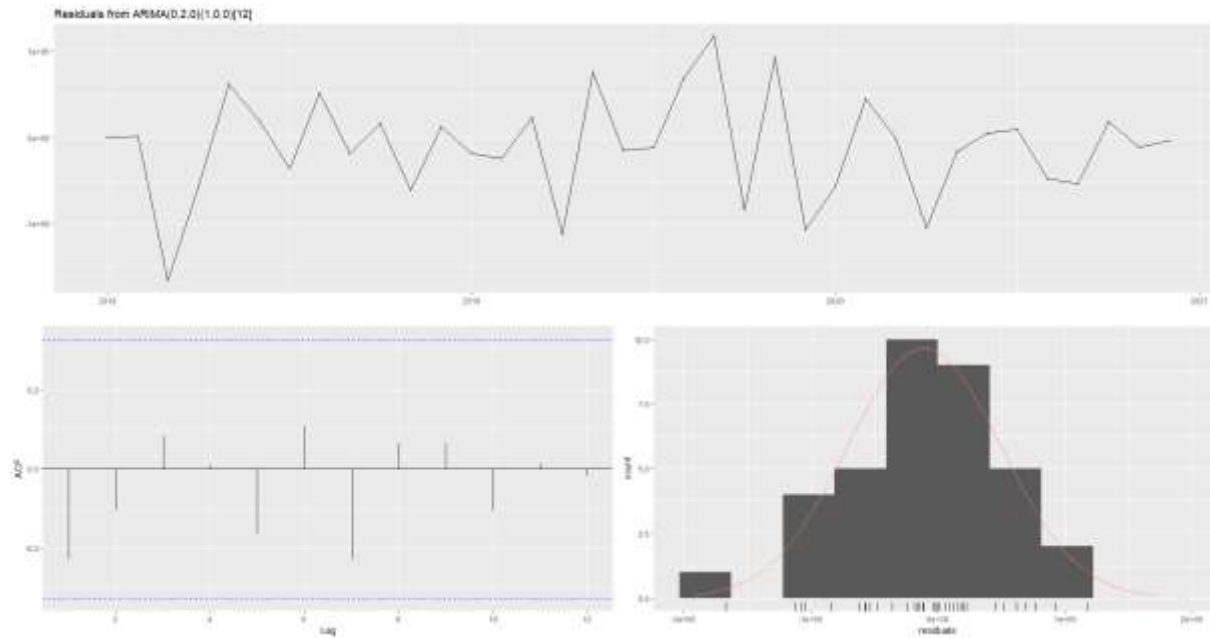


Figura 18. Análisis de los residuos modelo 1 [Elaboración propia].

Anexo 4. Código de pronóstico modelo 2.

```
Ljung-Box test

data: Residuals from ARIMA(0,1,1)

Q* = 4.3147, df = 6, p-value = 0.6342

Model df: 1. Total lags used: 7

ARIMA(0,1,1)

Coefficients:

      ma1
      -0.4808
s.e.  0.1469

sigma^2 estimated as 7.227e+09: log likelihood=-446.55

AIC=897.11  AICc=897.48  BIC=900.22

Training set error measures:

      ME   RMSE   MAE   MPE   MAPE   MASE
Training set -8713.712 82613.99 52402.72 -9.483465 18.58397 0.374513

ACF1
Training set 0.102907
```

El resultado muestra que el modelo para estos datos es un ARIMA (0, 1,1).

2031	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8
2032	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8	123897.8

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 6. Análisis de los residuos modelo 2.

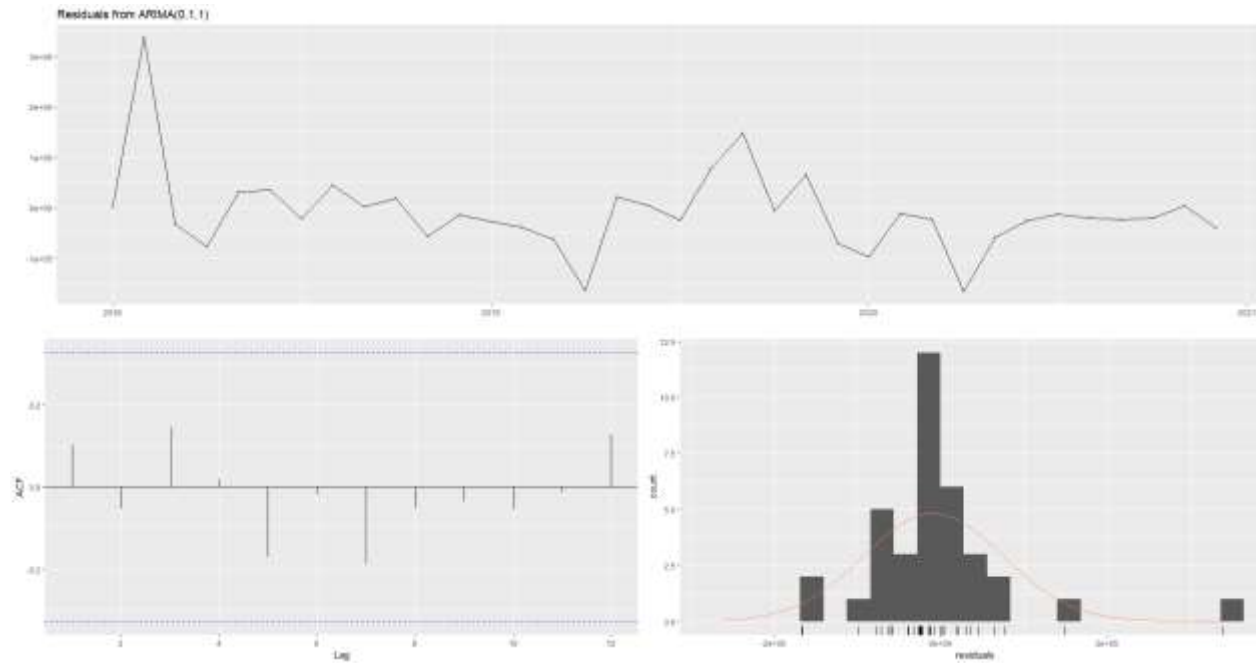


Figura 19. Análisis de los residuos modelo 2 [Elaboración propia].

Anexo 7. Código de Pronóstico Modelo 3.

```
Ljung-Box test
```

```
data: Residuals from ARIMA(0,2,0)
```

```
Q* = 2.7002, df = 5, p-value = 0.7461
```

```
Model df: 0. Total lags used: 5
```

```
ARIMA(0,2,0)
```

```
sigma^2 estimated as 5.636e+09: log likelihood=-278.19
```

```
AIC=558.39 AICc=558.59 BIC=559.48
```

```
Training set error measures:
```

```
ME RMSE MAE MPE MAPE MASE
```

```
Training set -10833.32 71877.64 56140.07 -0.6592344 1.598796 0.01232425
```

```
ACF1
```

```
Training set -0.1674729
```

El resultado muestra que el modelo para estos datos es un ARIMA (0, 2,0).

Anexo 8. Resultados pronóstico del modelo 3.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2021	9638313	9986529	10334745	10682961	11031177	11379393	11727609	12075825	12424041	12772257	13120473	13468689
2022	13816905	14165121	14513337	14861553	15209769	15557985	15906201	16254417	16602633	16950849	17299065	17647281
2023	17995497	18343713	18691929	19040145	19388361	19736577	20084793	20433009	20781225	21129441	21477657	21825873
2024	22174089	22522305	22870521	23218737	23566953	23915169	24263385	24611601	24959817	25308033	25656249	26004465
2025	26352681	26700897	27049113	27397329	27745545	28093761	28441977	28790193	29138409	29486625	29834841	30183057
2026	30531273	30879489	31227705	31575921	31924137	32272353	32620569	32968785	33317001	33665217	34013433	34361649
2027	34709865	35058081	35406297	35754513	36102729	36450945	36799161	37147377	37495593	37843809	38192025	38540241
2028	38888457	39236673	39584889	39933105	40281321	40629537	40977753	41325969	41674185	42022401	42370617	42718833
2029	43067049	43415265	43763481	44111697	44459913	44808129	45156345	45504561	45852777	46200993	46549209	46897425
2030	47245641	47593857	47942073	48290289	48638505	48986721	49334937	49683153	50031369	50379585	50727801	51076017

2031	51424233	51772449	52120665	52468881	52817097	53165313	53513529	53861745	54209961	54558177	54906393	55254609
2032	55602825	55951041	56299257	56647473	56995689	57343905	57692121	58040337	58388553	58736769	59084985	59433201

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 9. Pronóstico GS modelo 3.

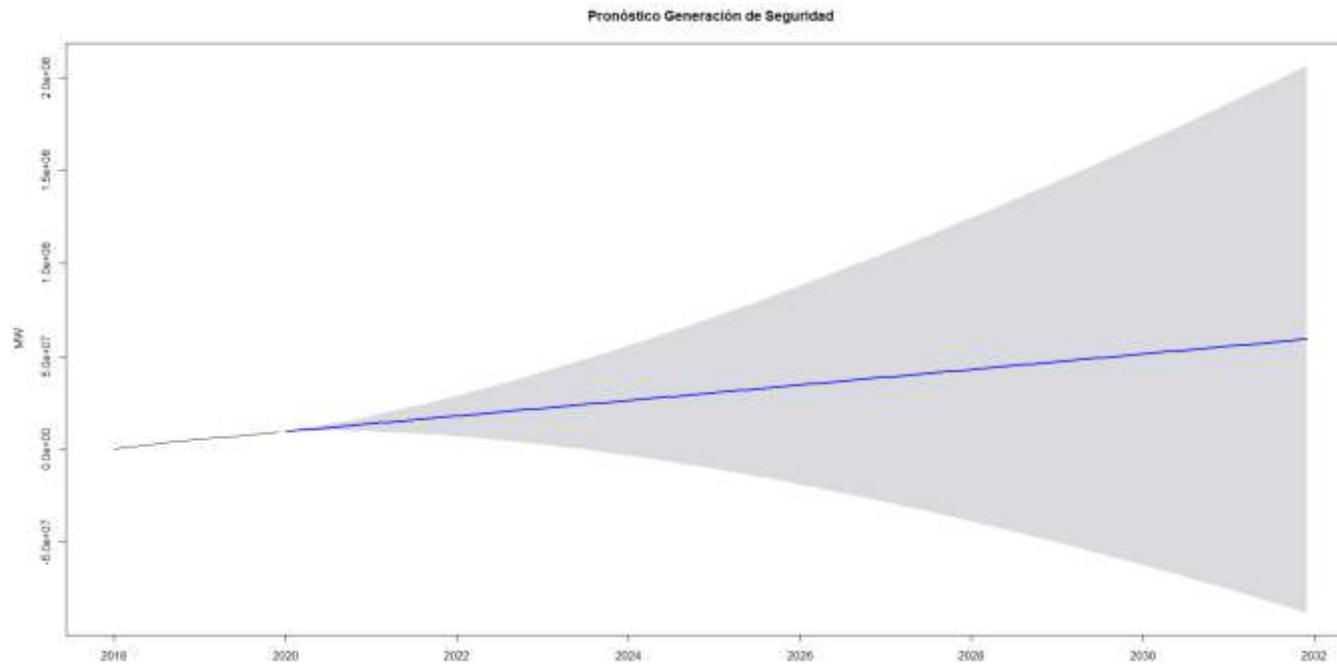


Figura 20. Pronóstico GS modelo 3 [Elaboración propia].

Anexo 10. Análisis de residuos modelo 3.

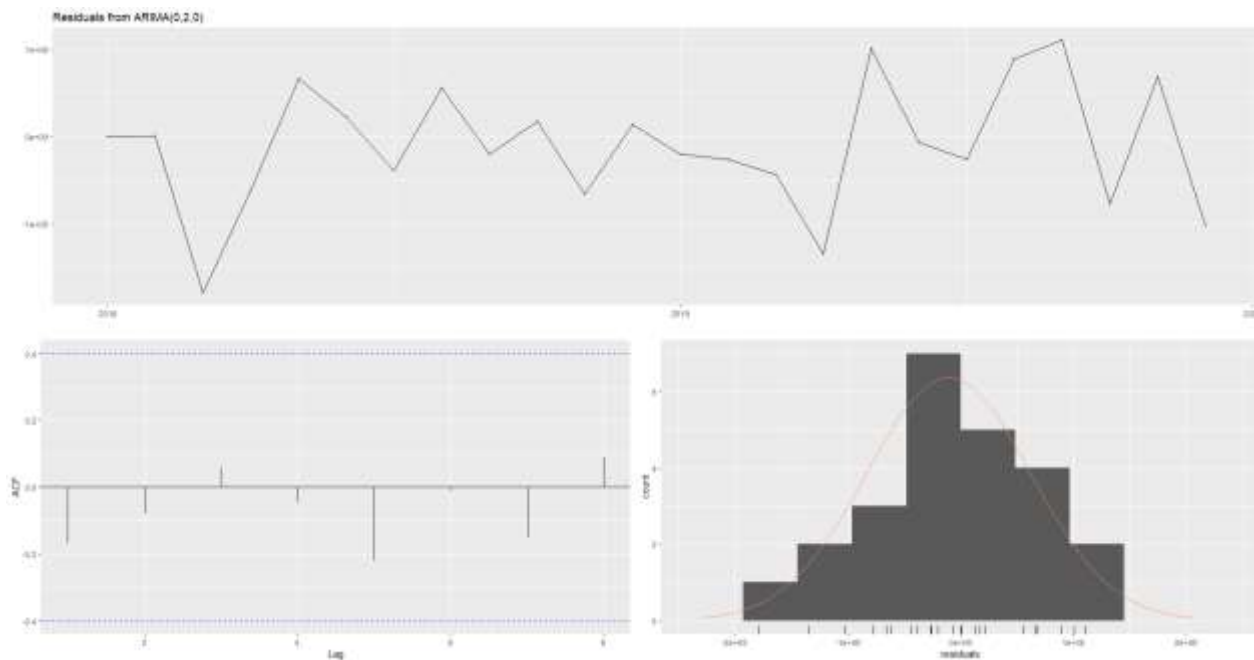


Figura 21. Análisis de residuos modelo 3 [Elaboración propia].

Anexo 11. Código de pronóstico modelo 4.

Ljung-Box test

data: Residuals from ARIMA(0,0,0) with non-zero mean

$Q^* = 6.0875$, $df = 4$, $p\text{-value} = 0.1927$

Model df: 1. Total lags used: 5

ARIMA(0,0,0) with non-zero mean

Coefficients:

mean

387087.36

s.e. 18215.47

sigma² estimated as 8.309e+09: log likelihood=-307.63

AIC=619.26 AICc=619.83 BIC=621.62

Training set error measures:

ME RMSE MAE MPE MAPE MASE

Training set -9.700833e-12 89236.81 70106.33 -6.539619 21.05909 0.5685017

ACF1

Training set 0.2457771

El resultado muestra que el modelo para estos datos es un ARIMA (0, 0,0).

2030	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4
2031	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4
2032	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4	387087.4

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 13. Análisis de residuos modelo 4.

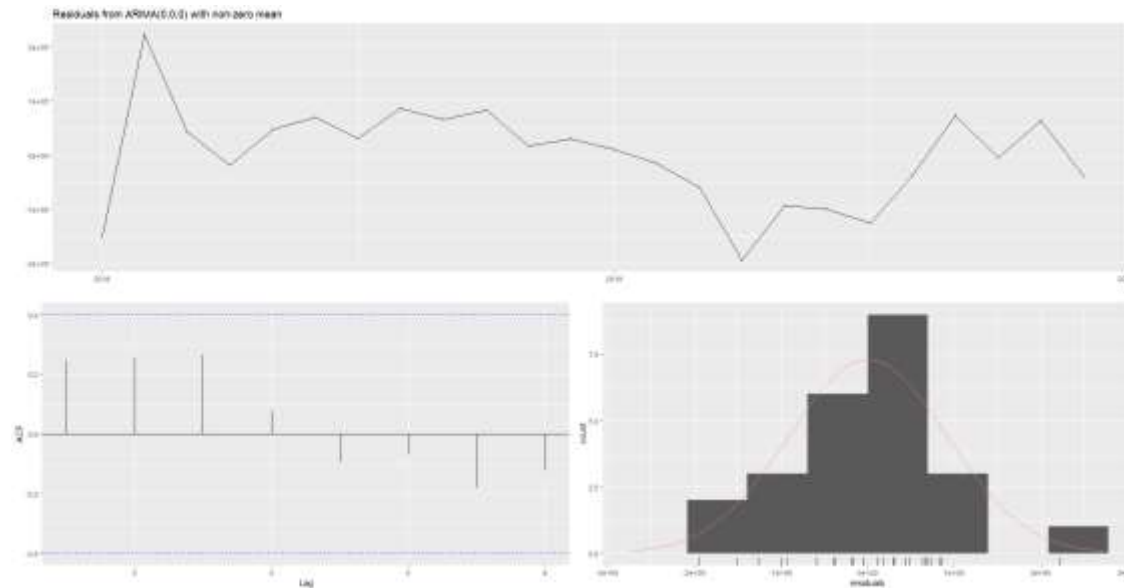


Figura 22. Análisis de residuos modelo 4 [Elaboración propia].