



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA INTEGRACIÓN DE LAS
ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN
LA MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA
MAYORISTA DE COLOMBIA**

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Carlos Hernán Castellanos Blanco

Dirección:

PhD. Cristian Andrés Díaz Durán

Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en Energías Renovables

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado a mi amada esposa Tatiana Vásquez por su amor y apoyo incondicional, a mis padres Israel y Mercedes, mis hermanas Nahury y Magda, y a mi querida sobrina Sofia, por el cariño que como familia siempre me demuestran en cada paso que doy en mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por la oportunidad que me regala día a día de crecer profesionalmente, por permitirme cumplir todas mis metas y poder culminar con éxito mis estudios.

A la Universidad del Rosario y a cada uno de los Profesores que hicieron parte de mi formación profesional durante el desarrollo de esta Maestría en Energías Renovables, en especial a los Profesores Cristian Andrés Díaz Durán y Gabriel Camilo Pérez, quienes con sus valiosos aportes contribuyeron al desarrollo del presente trabajo.

A mi Esposa, por ser mi gran apoyo y por todos sus consejos y aportes que desde su formación y experiencia en el área de la energía solar fotovoltaica, contribuyeron a mi formación como Magister en Energías Renovables.

A mi familia, por el apoyo y cariño que me han brindado a lo largo de mi formación profesional.

ABSTRACT

El Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia luego de un poco más de 25 años plantea la necesidad de un cambio estructural, encaminado a ser más eficiente y en donde se espera que la integración masiva de las energías renovables impacte de manera positiva en el despacho de energía. Por ello la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a través de la resolución 143 de 2021 plantea la modernización del MEM, en donde entre varios cambios, propone la implementación de un mercado vinculante y sesiones intradiarias, que busca que los generadores en cada sesión puedan ajustar sus compromisos de energía. Con base en esto el presente trabajo por medio de una metodología estructurada en un modelo de evaluación computacional implementado en RStudio, simuló con base en mediciones de series históricas de fuentes secundarias los pronósticos de GHI y Velocidad del viento, en donde se evaluó como varían estos pronósticos para la estimación de los compromisos de energía en los proyectos solares y eólicos, para cada sesión en el modelo propuesto por la CREG con una sesión del mercado del día anterior y 3 sesiones intradiarias y paralelamente en un modelo propuesto en el presente trabajo con 1 sesión del mercado del día anterior y 5 sesiones intradiarias. Con esto, se determinó para ambos modelos cuales sesiones representan la mejor oportunidad para que los generadores renovables puedan corregir sus compromisos de energía y así poder contribuir al mejoramiento en la eficiencia del despacho con la futura entrada a gran escala de los proyectos de fuentes de energía renovables no convencionales.

The Wholesale Energy Market (MEM) in Colombia after more than 25 years proposes a change to be more efficient and where the massive integration of renewable energies is expected to have a positive impact on energy dispatch. For this reason, the CREG, through resolution 143 of 2021, proposes the modernization of the Wholesale Energy Market, where, among various changes, it proposes the implementation of a binding market and intraday sessions, which seeks that the generators in each session can adjust their energy commitments. Based on this, the present work, through a structured methodology in a computational evaluation model implemented in RStudio, simulated the GHI and Wind Speed forecasts based on measurements of historical series from secondary sources, where it was evaluated how these forecasts vary in the estimation of energy

commitments in solar and wind projects, for each session in the model proposed by the CREG with a market session the day before and 3 intraday sessions, and parallel in a model proposed in this paper with 1 market session of the previous day and 5 intraday sessions. For both models, it was determined which sessions represent the best opportunity for renewable generators to correct their energy commitments and contribute to improving dispatch efficiency with the future large-scale commissioning of non-conventional renewable energy source projects.

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo 1	1
INTRODUCCIÓN.....	1
Capítulo 2	2
OBJETIVOS.....	2
2.1 Objetivo general	2
2.2 Objetivos específicos.....	2
Capítulo 3	3
PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN	3
Capítulo 4	4
MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	4
4.1 Mercado mayorista de energía eléctrica en Colombia.....	4
4.1.1 Antecedentes a la Resolución CREG 143 de 2021.....	7
4.2 Resolución CREG 143 de 2021	8
4.2.1 Mercado intradiario	8
4.3 Mercado mayorista de energía eléctrica en España.....	9
4.3.1 Mercado intradiario	11
4.4 Comparación estructuras del mercado colombiano con el español.....	11
Capítulo 5	13
METODOLOGÍA.....	13
5 Proyectos con asignación de capacidad de transporte	14
5.2 Fuentes secundarias de series históricas de datos meteorológicos	19
5.3 Modelo pronóstico para GHI, velocidad del viento y temperatura	20
5.3.1 Ajuste de modelo pronóstico ARIMA en RStudio.....	20
5.4 Escenarios evaluados para las series de tiempo.....	24
5.5 Líneas de código tipo para cada variable de tiempo.....	27
5.6 Simulación del Mercado del día Anterior y sesiones Intradiarias.....	27
5.7 Estimación de la producción de energía.....	29
Capítulo 6	30
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	30
6.1 Aportes de energía por zona y sesión del mercado	30
6.2 Tiempo de ejecución de simulaciones	39
Capítulo 7	41
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	41
REFERENCIAS	44
APÉNDICE	46
Líneas de código tipo, para pronóstico de GHI	46
Líneas de código tipo, para pronóstico de Velocidad del Viento.....	47
Líneas de código tipo, para pronóstico de Temperatura.....	48

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comparación estructuras del mercado colombiano con el español	12
Tabla 2. Conexiones asignadas por Departamento a 2023. [19].....	15
Tabla 3. Áreas delimitadas de estudio. Elaboración propia con datos de [16].	18
Tabla 4. Tiempo promedio de simulación.....	24
Tabla 5. Errores medios absolutos para caso base de estudio.....	25
Tabla 6. Errores medios absolutos, pronóstico febrero, marzo.....	26
Tabla 7. Contribuciones energéticas por Zona.....	30
Tabla 8. Error de Pronóstico para series de GHI	34
Tabla 9. Error de Pronóstico para series de Temperatura	37
Tabla 10. Error de Pronóstico para series de Velocidad del viento	39
Tabla 11. Tiempo empleado en las simulaciones.....	40

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de mercado de energía de corto plazo. Fuente: [1].....	5
Figura 2. Horario de sesiones del mercado intradiario [13]	11
Figura 3. Metodología. Elaboración propia.....	13
Figura 4. Proyectos de generación FNCER con capacidad asignada. Elaboración propia con datos de [19]	15
Figura 5. Ubicación geográfica de los proyectos Solares FV y Eólicos. Elaboración propia. Mapa elaborado en Google Earth con información del IDEAM y UPME.....	17
Figura 6. GHI Pronosticado para un día completo	23
Figura 7. Pronóstico GHI para caso base de estudio	26
Figura 8. Cronograma de despacho CREG 143 de 2021 [1].....	27
Figura 9. Cronograma de despacho con MDA y 5 sesiones intradiarias.....	28
Figura 10. Aportes energéticos por zona. Elaboración propia con datos de [19].....	32
Figura 11. Proyección de la demanda de energía. Elaboración propia con datos de [27].....	33
Figura 12. Optimización de pronóstico de GHI	36
Figura 13. Correlación entre GHI y Temperatura	36
Figura 14. Pronóstico para una serie de tiempo de GHI.....	47
Figura 15. Pronóstico para una serie de tiempo de Velocidad del Viento	48
Figura 16. Pronóstico para una serie de tiempo de temperatura.....	49

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

El inicio de la transición energética en Colombia, desde el punto de vista de la operación del sistema eléctrico, implica la penetración de plantas con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) a gran escala principalmente en los próximos 5 años. Este contexto, obliga a tomar cambios estructurales en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), que faciliten el despacho de energía teniendo en cuenta las condiciones de estas plantas y las diferentes problemáticas que se han identificado en el despacho con la normativa vigente.

La Resolución CREG 143 de 2021, plantea la modernización del MEM con propuestas para reducir la incertidumbre del despacho de energía a través de medidas como la inclusión de mercados intradiarios, mercados vinculantes en el D-1¹, penalizaciones a los generadores y una participación más activa de la demanda en la estructuración del precio de energía. Así mismo, la resolución identifica que el principal problema de las plantas no despachadas centralmente (PNDC)² es que simplemente declaran disponibilidad, pero pueden desviarse sin ningún tipo de penalización.

Este trabajo pretende evaluar las condiciones establecidas en la mencionada resolución respecto al despacho de energía con la incorporación de las sesiones intradiarias, a través de una herramienta desarrollada en RStudio que modela el pronóstico de las diferentes variables que afectan la energía entregada a la red tanto para las plantas fotovoltaicas como para las eólicas, con el fin de reducir las desviaciones de energía que se presentan en el despacho. Igualmente, se evalúan el número de sesiones planteadas para el nuevo mercado intradiario que introduciría esta resolución.

De esta manera, de los resultados y conclusiones de este trabajo, se podrá identificar la pertinencia de las sesiones intradiarias del MEM, sus implicaciones tanto positivas como negativas y las posibles recomendaciones que se podrían implementar en el MEM.

¹ D-1, se le conoce como el día anterior al despacho de energía.

² Actualmente, plantas inferiores a 20MW que no se despachan desde el centro nacional de monitoreo.

Capítulo 2

OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Analizar el impacto que generará la entrada a gran escala de los proyectos de generación de energías renovables no convencionales, específicamente Solares y Eólicos, en el marco de la modernización del mercado de energía mayorista de Colombia con la incorporación del mercado vinculante y las sesiones intradiarias.

2.2 Objetivos específicos

Objetivo 1. Realizar un análisis descriptivo de las consideraciones a tener en cuenta respecto a la implementación del modelo de mercado intradiario en el mercado de energía mayorista en Colombia, realizando una comparación con el modelo de mercado de energía mayorista en España, el cual es un referente dentro de los países que tienen dentro de su matriz energética la generación de energía eléctrica por medio de fuentes de energía renovable no convencionales.

Objetivo 2. Realizar una caracterización de la operación del mercado en el nuevo modelo de despacho vinculante del mercado del día anterior (MDA) y sesiones intradiarias (MID), con base en el análisis de variabilidad del recurso de los proyectos de generación solar y eólicos con capacidad mayor a 5MW, estudiándolos como bloques de generación para cada región del país de acuerdo con las capacidades de asignación de conexión informadas por la UPME.

Objetivo 3. Elaborar un análisis comparativo del comportamiento del despacho de energía entre el funcionamiento del mercado actual y la entrada del modelo de despacho basado en mercados intradiarios, propuesto por la CREG en el marco de la modernización del mercado de energía mayorista de Colombia.

Objetivo 4. Proponer alternativas y/o recomendaciones con base en los resultados obtenidos, para garantizar una mejor eficiencia en el desarrollo de la operación del mercado en Colombia.

Capítulo 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

La propuesta de modernización del Resolución 143 de 2021, establece una gran incertidumbre del despacho respecto al esquema de sesiones intradiarias, es decir, si el número de sesiones propuestas y su franja horaria determinada está bien estructurada, y podría ser una solución eficaz a corto y mediano plazo en la dinámica del desarrollo del MEM, para que las plantas renovables puedan mejorar sus compromisos de despacho a lo largo del día de la operación, dada su alta variabilidad de recurso y teniendo en cuenta la entrada masiva de proyectos eólicos y solares para los próximos años dentro del proceso de transición energética en el que se encuentra el país.

Esta resolución plantea también la necesidad de generar compromisos vinculantes a fin de disminuir la alta frecuencia de redespachos, los cuales pueden llegar al 10% de la generación total [1]. Además, la determinación del precio de mercado es realizado posterior a la operación, impidiendo una interacción de la demanda y por ende su participación en el mercado se ve limitada a ser simplemente tomador de precio establecido. Por otro lado, la plantas menores o conocidas como plantas no despachadas centralmente (PNDC) generan una mayor incertidumbre[1], pues actualmente, representan aproximadamente el 6% de la generación del sistema y se prevé un aumento mayor en los próximos años con la entrada de nuevos proyectos de generación principalmente fotovoltaicos.

En este contexto, es necesaria la propuesta de modernización del MEM siempre y cuando se garantice que la estructura mejora la eficiencia en la operación del mercado para todo tipo de plantas despachadas centralmente.

Capítulo 4

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1 Mercado mayorista de energía eléctrica en Colombia

El mercado mayorista de energía eléctrica (MEM), “es el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que vendedores y compradores intercambian energía y potencia en el sistema interconectado nacional, con sujeción al Reglamento de Operación”[2]. En Colombia fue creado desde el año 1995 por medio de la resolución CREG 025, que estableció las condiciones operativas y el código de redes que debe ser tenido en cuenta por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y los operadores de red para el desarrollo del SIN y la resolución CREG 024 que estableció las condiciones comerciales que están definidas en torno a reglamentar la bolsa de energía, a establecer las condiciones referentes a la demanda y a las pérdidas de energía, la disponibilidad y la liquidación de las transacciones de energía, el establecer el precio de bolsa y definir el esquema de reconciliaciones el cual tiene que ver con las restricciones de la Red. Estas características descritas en esta regulación están complementadas con la definición de la liquidación de cuentas, el esquema de generación de garantías, todo lo concerniente al proceso de registro y generación de contratos de transacciones y a la determinación de la capacidad de respaldo.

El esquema de la *Figura 1*, muestra el funcionamiento del mercado eléctrico actual en Colombia, el cual consiste en un mercado de corto plazo en donde están obligados a participar en el despacho e informar diariamente la oferta de precios y disponibilidad a nivel horario los agentes generadores cuyas plantas tengan una capacidad superior a 20 MW, las plantas menores a este valor deben declarar solamente disponibilidad. En este esquema de mercado la demanda ejerce un papel pasivo cuya característica es únicamente como tomador de precio [1].

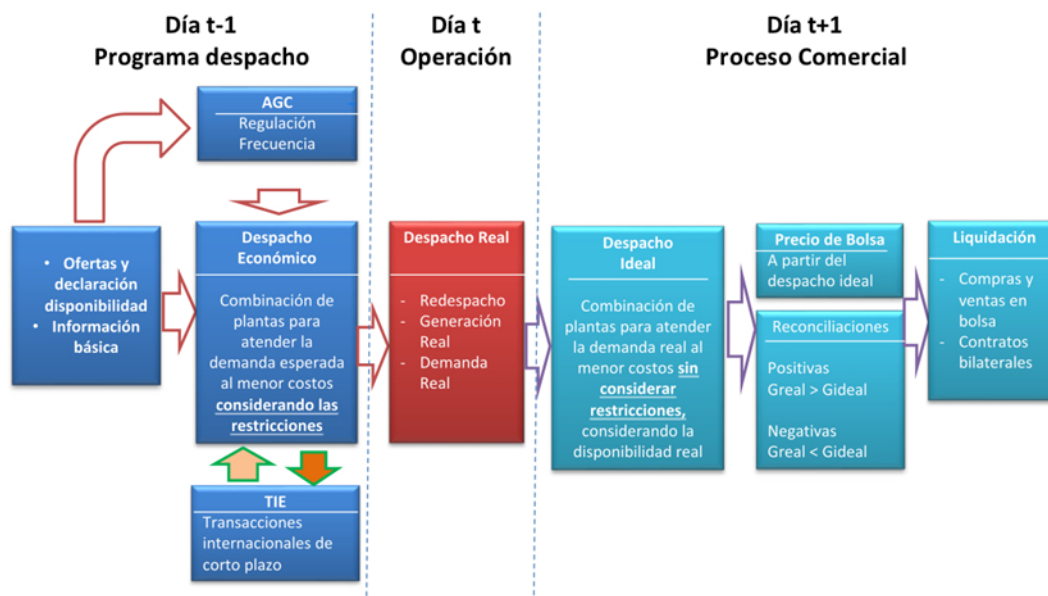


Figura 1. Esquema de mercado de energía de corto plazo. Fuente: [1]

El funcionamiento completo del esquema de mercado mayorista se compone de tres etapas relevantes observadas en la **Figura 1**, la primera etapa corresponde a la programación del despacho y se lleva a cabo el día anterior a la operación, y se conoce como día t-1 o D-1. En esta etapa los agentes entregan sus ofertas y su declaración de disponibilidad, y se ejecuta el despacho económico en el cual se escoge la mejor combinación de plantas que permitan atender la demanda esperada al costo más bajo, considerando las restricciones del sistema. La segunda etapa del esquema, la cual está demarcada en color rojo, corresponde con el día de la operación, conocido como día t o día D, en el cual se desarrollan los despachos y redespachos, estableciendo la generación y la demanda reales. Por último, la tercera etapa es el proceso comercial el cual se conoce como día t+1, en donde se ejecuta el despacho ideal, donde se busca la mejor combinación de plantas para atender la demanda real al menor costo y en esta etapa no se consideran las restricciones del sistema. En esta etapa se establece el precio de bolsa y se desarrollan las reconciliaciones y las liquidaciones por concepto de compras, ventas en bolsa y los contratos bilaterales [1].

En el desarrollo de la operación del mercado se llevan a cabo dos despachos, el primero de ellos atiende las necesidades de regulación secundaria de frecuencia la cual se atiende por

lo general con plantas hidráulicas, el segundo despacho se lleva a cabo con la información entregada por los agentes de oferta y disponibilidad, y se realiza un proceso de optimización que permite generar un programa de despacho con horizonte de tiempo de 24 horas, teniendo en cuenta las restricciones del sistema. Cuando se presentan desviaciones el día de la operación en la programación realizada, se ejecutan redespachos que permiten actualizar dicha programación a las necesidades del sistema. Estas desviaciones del despacho programado horario que ocasionan los redespachos se penalizan para los generadores que superen una franja de tolerancia del 5% de la generación en cada planta cuando estas corresponden a plantas de generación con fuente energética no variable. [3][4][5].; por su parte, cuando la planta de generación funciona a través de fuentes variables, la franja de tolerancia depende de la etapa de la operación del mercado, es decir, para la etapa del despacho económico si la desviación diaria es igual o menor a 15% no se aplicará una tolerancia de desviación horaria, pero, si la desviación diaria es mayor a 15% y menor a 20% el porcentaje de la tolerancia de desviación será igual a $25 - Dd$, siendo “Dd” la desviación diaria multiplicada por 100, finalmente si la desviación diaria es mayor a 20%, la franja de tolerancia de desviación será del 5%. Ahora bien, para la etapa del despacho real donde se presenta el programa de generación del redespacho funciona de la siguiente forma, si la desviación diaria es igual o menor a 8% no se aplicará una tolerancia de desviación horaria, pero, si la desviación diaria es mayor a 8% y menor a 15% el porcentaje de la tolerancia de desviación será igual a $\frac{110}{7} - \frac{5}{7} * Dd$; finalmente, si la desviación diaria es mayor o igual a 15%, la franja de tolerancia de desviación será del 5%.

Las desviaciones mencionadas anteriormente tienen una penalización cuyo pago se define en el anexo A de la Resolución 024 de 1995 [5].

Respecto a las plantas no despachadas centralmente (PNDC); plantas menores a 20MW, sólo están obligados a declarar disponibilidad, pero al desviarse en sus pronósticos, no existe consecuencias para estos generadores [1].

En cuanto al precio de bolsa, se determina ex-post con resolución horaria, como el mayor marginal horario, cuyo proceso se lleva a cabo mediante un esquema de despacho ideal, en

el cual se consideran los precios ofertados y los precios de arranque-parada, que deben ser declarados por las plantas térmicas trimestralmente, este esquema busca que se escoja la mejor combinación de plantas que permita atender la demanda al menor costo, sin tener en cuenta las restricciones eléctricas del sistema.

4.1.1 Antecedentes a la Resolución CREG 143 de 2021

Previo a la propuesta de modernización del MEM, la CREG realizó un estudio de las mejores prácticas de modelos de mercado de energía mayorista de varias experiencias internacionales [1], cuyas alternativas fueron:

- El mercado de ofertas de una liquidación, el cual es el modelo de mercado que maneja actualmente Colombia
- Un mercado basado en costos, en el cual los generadores declaran sus costos de operación y mediante un mecanismo de verificación se validan si se aceptan o se rechazan estos precios, este modelo se puede identificar en países como Brasil, Chile y Perú.
- Contratación bilateral física, cuyo modelo está sujeto a la disponibilidad y capacidad de transporte de las redes de transmisión, este modelo genera cierta duda en su aplicación debido a que los precios no son públicamente conocidos y sólo se conoce en una etapa de balance en un mercado residual. En este modelo los agentes negocian los precios a través de contratos bilaterales.
- Mercado tipo “Pool” multinodal, este modelo integra la operación física con las transacciones comerciales consiguiendo una formación de precios nodal.

Así mismo, el gobierno en el 2020 desarrolla la “*Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro*”, la cual en el Foco 1, analizó la participación, estructura y competencia del MEM. En este documento se identificaron las debilidades del actual mercado de corto plazo: “(i) el despacho diario (D-1) no es vinculante; (ii) solo existe un servicio auxiliar de regulación secundaria y no está cooptimizado con el mercado de energía; (iii) existe poder de mercado

en áreas locales congestionadas; (iv) no hay señal de precio local; (v) no existen mecanismos suficientes para corregir eficientemente las posiciones de los agentes el día de la operación, incluida la falta de señales de precios horarios en tiempo real y, por último, (vi) la falta de participación de la demanda”[6].

4.2 Resolución CREG 143 de 2021

La propuesta de modernización del MEM, publicada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) plasmada en la Resolución 143 de 2021, fue publicada para consulta el día 8 de agosto de 2022 con un periodo de recepción de observaciones hasta el día 09 de noviembre de 2022 y fue ampliado hasta el 15 de febrero de 2023 de acuerdo con la Circular CREG No.108 de 2022, y en la actualidad la comisión está en periodo de evaluación de las observaciones, es decir, aún no se encuentra en firme.

4.2.1 Mercado intradiario

El esquema de despacho vinculante propuesto por la CREG para la modernización del mercado mayorista de energía en Colombia comprende 1 sesión del mercado del día anterior y 3 sesiones intradiarias que permitirán ajustar los compromisos de oferta, disponibilidad y demanda de ser requerido. Estas sesiones comprenden los siguientes horarios de apertura y cierre, y de publicación de los despachos factibles y de precio. La sesión del mercado del día anterior se desarrollará el día d-1 entre las 7 y 8 am, en donde la demanda presentará sus cantidades requeridas y los agentes generadores presentarán sus ofertas de disponibilidad y precios para las 24 horas del día d. Posteriormente a las 12:30 del día d-1 se publicarán las ofertas del despacho factible y a las 2 pm del día d-1 se publicará el despacho de precio.

Además, en su anexo técnico establece como mejor alternativa un mercado tipo “pool” uninodal, el cual consiste en un mercado de múltiples liquidaciones en donde sea posible fijar precios y cantidades antes de la operación, a través de mercados vinculantes, sesiones intradiarias y servicios complementarios [1].

Ese mercado de múltiples liquidaciones contempla una primera sesión en donde se define el precio y las cantidades antes del inicio de la operación, es decir en el día D-1, y posteriormente se contemplan varias sesiones a lo largo del día D, día de la operación, en donde es posible realizar ajustes a las ofertas por parte de los agentes generadores.

Las sesiones intradiarias se desarrollarán en los horarios entre las 7 y 8pm de día d-1 para la sesión No.1, las 2 y 3am del día d para la sesión No.2 y entre las 12 y 1pm del día d para la sesión No.3, en donde los agentes podrán actualizar cantidades requeridas, ofertas de precio y declaración de disponibilidad, mejorando la gestión de sus desvíos con respecto al programa vinculante de d-1, esto impactará positivamente también al operador del mercado quien en la actualidad debe ejecutar por cuenta propia los mecanismos de redespacho para cumplir con los compromisos de la demanda.

4.3 Mercado mayorista de energía eléctrica en España

La Ley 54 de 1997 le da la competencia a la Administración General del Estado de “Regular la organización y funcionamiento del mercado de producción de electricidad, así como crear otros mercados organizados de electricidad que puedan derivar de aquél” [7]. En la mencionada ley se diseña un nuevo marco para cada una de las cuatro actividades que conforman el sistema eléctrico (generación, transporte, distribución y consumo). La idea básica es diferenciar un terreno donde se mantiene la regulación estatal (las relacionadas con el mantenimiento de redes eléctricas: el transporte y la distribución) y otro cuya gestión se transfiere a mecanismos de mercado (generación y comercialización)[8]. Así mismo, esta ley crea la figura del Operador del Mercado de Electricidad, “como pieza fundamental para la gestión económica del sistema eléctrico y del proceso de liberación del mercado eléctrico.” [9] y la figura de Operador del Sistema “como responsable de la gestión técnica, el cual tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y correcta coordinación del sistema de producción y transporte” [10] estas funciones están asignadas actualmente a Red Eléctrica de España, S.A (REE).

El Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Allí se define el mercado de producción de energía eléctrica como “el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica”. La normativa organizó y reguló el mercado de producción de energía eléctrica, dotando al Operador de Mercado de las funciones necesarias para la gestión de los mercados diarios e intradiarios [9]. El mercado diario también llamado acoplamiento único diario (SDAC, por sus siglas en inglés) como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado para las veinticuatro horas del día siguiente [11].

En enero de 1998 la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) inicia su actividad como Operadora del Mercado, gestionando el sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica y la formación de precios tanto en los mercados diario como en los intradiarios. En el 2004, cambia su denominación a Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español S.A., que actualmente se le conoce con las siglas OMIE. De esta forma, OMIE está conformada con el 50% por la sociedad OMEL y el otro 50% por la sociedad portuguesa OMIP SGPS, S.A. Es de resaltar, que desde 2007 la República Portuguesa y el Reino de España inician el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) [9], coronando el trabajo de armonización de las condiciones entre los dos sistemas eléctricos ibéricos [12].

En el 2013, se propone una reforma estructural del sector eléctrico con la Ley 24/2013 cuya finalidad es establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico[13]. En esta norma se mantiene la distinción entre las actividades reguladas y las no reguladas, ya recogida en la norma anterior, al tiempo que se impulsa la competencia efectiva en el sector, introduciendo, entre otras medidas, un aumento de la competencia de las comercializadoras de referencia, mejorando la posición del consumidor en cuanto a la información disponible y facilitando los procesos de cambio de suministrador [14].

4.3.1 Mercado intradiario

El Real Decreto 2019/1997 establece: “el mercado intradiario es el mercado que sirve como mecanismo de ajuste a la programación diaria” [15]. Los mercados intradiarios se estructuran actualmente en seis sesiones de subastas en el ámbito MIBEL y un mercado continuo transfronterizo europeo, y se llevan a cabo una vez el operador del sistema ha realizado, después del mercado diario, los ajustes necesarios para que el programa resultante sea viable[16]. Una vez definidas las casaciones de ofertas y demandas del mercado intradiario, son entregadas al programa diario viable, determinando así el programa horario final[17]. En este contexto, el operador del sistema tiene flexibilidad para poder solventar los desequilibrios entre generación y demanda que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión [18].

El horario de las sesiones actuales, se muestran a continuación:

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 2. Horario de sesiones del mercado intradiario [13]

4.4 Comparación estructuras del mercado colombiano con el español

Con base en lo anterior, en la siguiente tabla, se describen algunos hitos relevantes comparativos, en donde se resalta las diferencias o similitudes entre el modelo actual del MEM y el modelo de modernización propuesto por CREG, contra el modelo del MEM de España.

Tabla 1. Comparación estructuras del mercado colombiano con el español

Tipo Mercado	ITEM	Mercado Colombiano Actual	Mercado colombiano (Propuesta CREG 143 de 2021)	Mercado Español
Mercado (D-1)	Sesión del mercado diario	Mercado del día anterior	Mercado del día anterior	Acoplamiento único diario
	Hora de sesión del mercado diario	8:00 a.m	8:00 a.m	12:00 CET
	Desviaciones de compromisos de despacho	Es penalizado	Sería penalizado	Es penalizado
	Demanda	Tomadora de precio	Participación activa	Participación activa
Mercado Intradía (D)	No. Sesiones Mercado intradiario	0	3	6
	Desviaciones de compromisos de despacho	No aplica	Sería penalizado	Es penalizado

La Tabla 1 resalta que la sesión del mercado del día anterior de la propuesta de modernización del MEM mantiene el mismo horario de cierre que en la estructura del mercado actual, con la diferencia que actualmente sólo se declaran ofertas y disponibilidad y el precio se fija posterior a la operación, mientras que en para propuesta de la CREG 143 de 2021, en esta sesión se declara una oferta y disponibilidad que constituye un compromisos vinculante, y posteriormente se publican los resultados para el despacho factible y el precio para cada hora del día D. Respecto al modelo Español el esquema de sesiones intradiarias está compuesto por 6 sesiones, de las cuales las dos primeras se desarrollan en el día D-1 y las cuatro restantes el día D mientras que la propuesta de la CREG contempla 1 sesión previa el día D-1 y tres sesiones el día D.

Capítulo 5

METODOLOGÍA

Con el fin de determinar el impacto de las energías renovables dentro del proyecto de modernización de Mercado de Energía Mayorista de Colombia, puntualmente, en el mercado del día anterior y mercado intradiario, se desarrolló un análisis estadístico en RStudio que analiza diferentes variables que pueden afectar la programación del despacho de energía. Este análisis estima las contribuciones energéticas por cada sesión del mercado intradiario tanto para el modelo planteado por la CREG 143 de 2021, como para la propuesta del presente estudio. En la Figura 3, se recoge los datos de entrada que corresponden a las series de datos de GHI, temperatura y velocidad del viento, y los proyectos con capacidad asignada hasta marzo del 2023, los cuales son evaluados a través de diferentes simulaciones dentro de un modelo autorregresivo de pronóstico ARIMA, obteniendo de esta manera un error medio absoluto que permite identificar la desviación en los pronósticos de recurso primario para el cálculo de la energía.

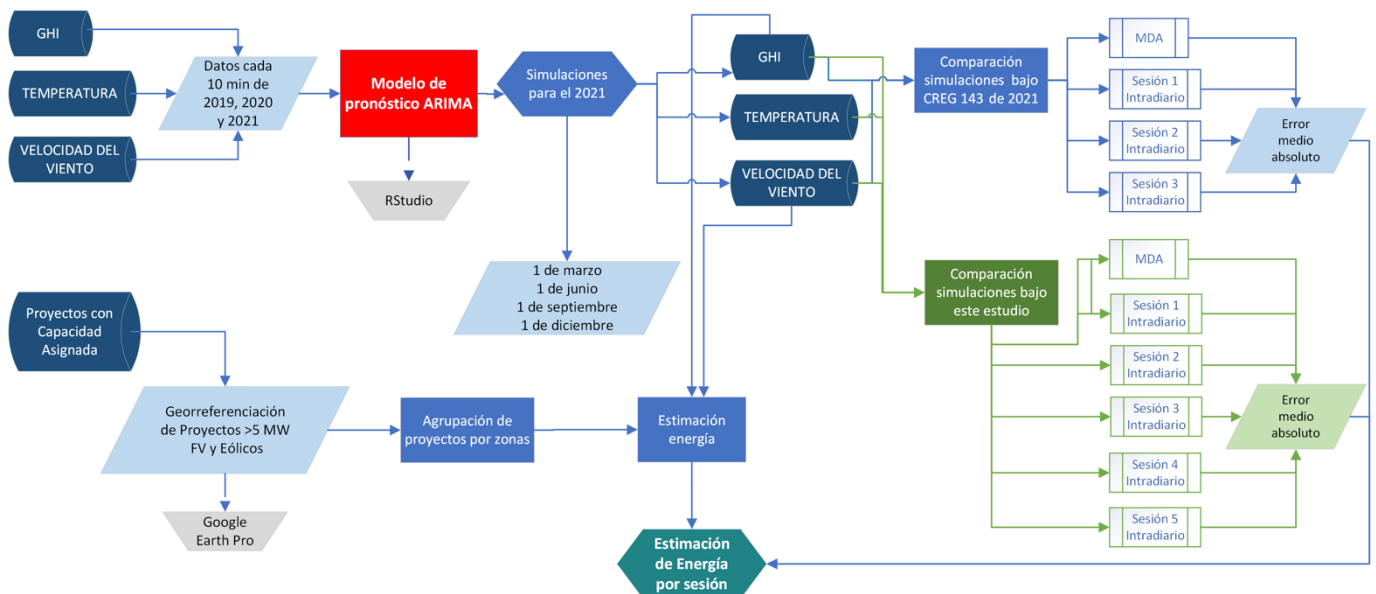


Figura 3. Metodología. Elaboración propia

En este sentido, en primera instancia, se analizó la variabilidad del recurso solar, la velocidad del viento y las condiciones climatológicas como la temperatura, mediante el

ajuste de un modelo de pronóstico estadístico para series temporales con estacionalidad. Para ello, se utilizó como datos de entrada, series históricas de fuentes secundarias de recurso primario solar y eólico, y a partir de estas se simuló el pronóstico de la Irradiación Global Horizontal (GHI por sus siglas en inglés), Velocidad del viento y temperatura. La herramienta desarrollada mediante un modelo de predicción ARIMA, simula los pronósticos de disponibilidad del recurso para calcular las contribuciones energéticas a declarar en el despacho, para la generación de compromisos en la sesión del MDA y cada una de las tres sesiones intradiarias propuestas en la resolución CREG 143 de 2021 [1]. Este mismo análisis se realizó para un modelo con dos sesiones intradiarias adicionales, propuesto para el presente estudio y el cual se explicará más adelante.

Para el desarrollo propuesto, se hizo necesario hacer una caracterización de los proyectos con asignaciones de capacidad de transporte reportadas por la UPME a la fecha de elaboración del presente documento, en donde se incluye la totalidad de proyectos aprobados a corte de 2023, cuya última fecha de asignación fue el 03 de marzo de 2023. Para realizar esta caracterización se utilizó la información disponible por la UPME a través de su ventanilla única, cargada en la información para estudios de conexión de proyectos Clase 1 en el documento “30_03_2023_Conexiones con capacidad asignada”³ [19].

5 Proyectos con asignación de capacidad de transporte

Para el presente análisis únicamente se tuvo en cuenta los proyectos con las siguientes características:

- Proyectos de generación mayores a 5MW (los cuales deberán hacer parte del proceso de optimización del despacho [1]).
- No se tendrán en cuenta los proyectos de autogeneración, ya que estos no participan en el despacho.

³ Es necesario crear un usuario en la ventanilla única y luego ir a “2. Información_UPME”

- Proyectos de tecnología Solar Fotovoltaicos (FV) y Eólicos. Estos representan el porcentaje más relevante de participación de los proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) con asignaciones de capacidad de transporte tal como se observa en la **Figura 4**.

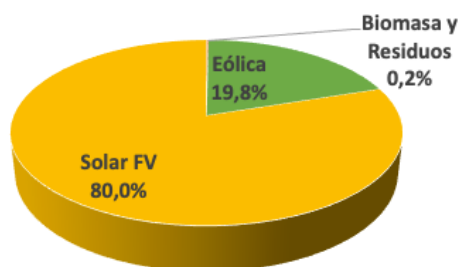


Figura 4. Proyectos de generación FNCR con capacidad asignada. Elaboración propia con datos de [19]

Teniendo en cuenta las características mencionadas, se describe en la siguiente tabla la distribución de estos proyectos por Departamento y su capacidad asignada en MW, en donde se refleja los lugares con mayor interés de desarrollo de proyectos de este tipo por parte de promotores nacionales y extranjeros:

Tabla 2. Conexiones asignadas por Departamento a 2023. [19].

CONEXIONES ASIGNADAS POR DEPARTAMENTO					
Departamento	Eólica		Solar FV		Total, Capacidad (MW)
	Capacidad (MW)	Cantidad	Capacidad (MW)	Cantidad	
Antioquia			1159,1	14	1159,1
Arauca			69,2	7	69,2
Atlántico	377,8	4	1803,2	32	2181
Bogotá. D.C.	288	1			288
Bolívar	350	2	587,4	19	937,4
Boyacá			336,7	14	336,7
Caldas			479,89	7	479,89
Caquetá			57	1	57
Casanare			411,8	7	411,8
Cauca			148,29	5	148,29

Cesar			1528,4	25	1528,4
Córdoba			3046,8	31	3046,79
Cundinamarca			385,5	21	385,5
Huila			517,4	12	517,4
La Guajira	2433,9	18	111,8	4	2545,7
Magdalena	79,8	3	169,3	7	249,1
Meta			658,6	15	658,6
Nariño			15,6	2	15,6
Norte de Santander	200	1	577,7	11	777,7
Risaralda			528,7	7	528,7
Santafé de Bogotá D.C.			50	1	50
Santander			1152	28	1152
Sucre			464,1	16	464,1
Tolima			1538,5	40	1538,5
Valle del Cauca	250	1	308,8	14	558,8
Total general	3.979,5	30	16.105,77	340	20.085,27

Utilizando la herramienta Google Earth Pro, versión 7.3.6.9345, se ubicaron geográficamente los proyectos teniendo como punto de referencia aproximado, la subestación o punto de conexión al cual se conectará cada uno, y la capa de Irradiación global horizontal medio diario anual 2014 publicada por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) [20]. La **Figura 5** muestra la densidad de proyectos y su distribución en el País.

Con base en esta georreferenciación y dada la gran cantidad de proyectos, se hizo necesario agruparlos por Departamentos, y posteriormente, sub-agruparlos por áreas con similares características de Irradiación promedio para los proyectos Solares FV, para lo cual fue de gran utilidad la capa de GHI del IDEAM, ya que al sobreponerla en Google Earth, permitió visualmente agrupar los proyectos de forma más sencilla. Respecto a los proyectos Eólicos se agruparon teniendo como referencia el Atlas de la velocidad promedio del viento a 10 metros de altura publicado igualmente por el IDEAM [21].

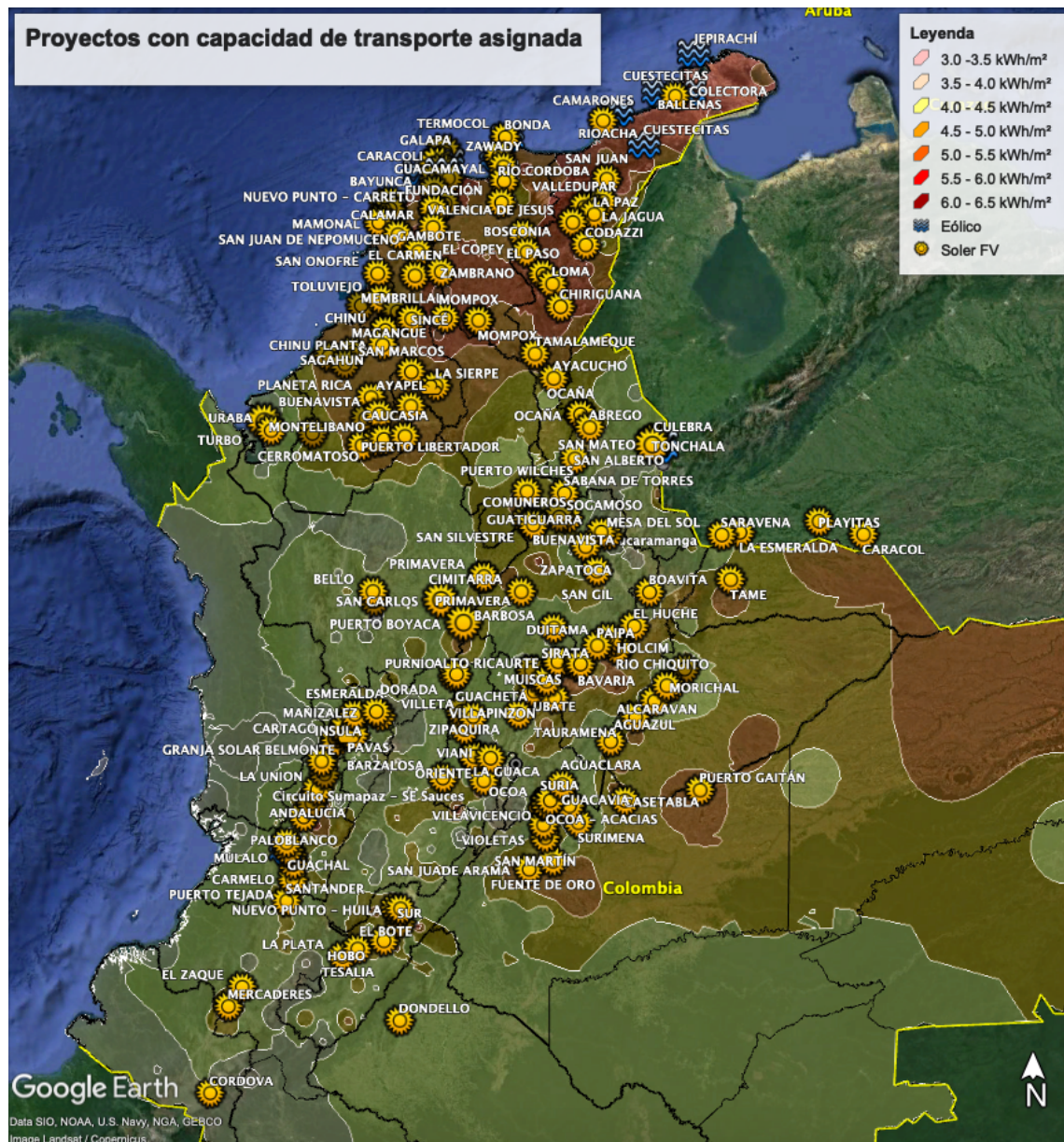


Figura 5. Ubicación geográfica de los proyectos Solares FV y Eólicos. Elaboración propia. Mapa elaborado en Google Earth con información del IDEAM y UPME

Para poder delimitar un escenario claro de estudio, en la **Tabla 3** se realizó una agrupación de zonas en el país, tal como las divide UPME por zonas operativas [22], y en estas zonas se subagruparon los proyectos en áreas delimitadas de acuerdo con su similitud en el recurso primario de generación. Esta subagrupación se realizó con el fin de identificar un punto de referencia en cada área, mediante la cual se procedió a descargar a través de

fuentes secundarias, las mediciones de series históricas del recurso solar y eólico. Adicionalmente, para cada Zona y subáreas se realiza la sumatoria de capacidad asignada de generación conforme a la información reportada por UPME [19], con estos datos se calculará más adelante la estimación de energía a entregar por cada una de las zonas.

Tabla 3. Áreas delimitadas de estudio. Elaboración propia con datos de [16].

<i>Zona / Sigla</i>	<i>Capacidad asignada</i>		<i>Zona / Sigla</i>	<i>Capacidad asignada</i>	
	<i>Solar FV (MW)</i>	<i>Eólico (MW)</i>		<i>Solar FV (MW)</i>	<i>Eólico (MW)</i>
1. Antioquia - (ANT)	1159,1	0	9. Guajira, Cesar y Magdalena - (GCM)	1809,5	2513,7
GHI - Área 01	490	0	GHI - Área 29	111,8	0
GHI - Área 02	639,4	0	GHI - Área 21	1498,6	0
GHI - Área 03	29,7	0	GHI - Área 22	29,8	0
2. Arauca - (ARA)	69,2	0	GHI - Área 30	39,6	0
GHI - Área 04	49,5	0	GHI - Área 31	129,7	0
GHI - Área 05	9,9	0	Vel. Viento - Área 51	0	2433,9
GHI - Área 06	9,8	0	Vel. Viento - Área 53	0	79,8
3. Atlántico - (ATL)	1971,2	209,8	10. Huila - Tolima - (HT)	2055,9	0
GHI - Área 07	473,2	0	GHI - Área 27	327,4	0
GHI - Área 08	1498	0	GHI - Área 28	190	0
Vel. Viento - Área 49	0	209,8	GHI - Área 44	213,8	0
4. Bolívar - (BOL)	587,4	350	GHI - Área 45	1294,9	0
GHI - Área 09	527,2	0	GHI - Área 46	29,8	0
GHI - Área 10	44,7	0	11. Norte de Santander - (NS)	577,7	200
GHI - Área 11	15,5	0	GHI - Área 36	568,2	0
Vel. Viento - Área 50	0	350	GHI - Área 37	9,5	0
5. Boyacá - Casanare - (BC)	748,5	0	Vel. Viento - Área 52	0	200
GHI - Área 12	99,8	0	12. Oriental - (O)	1151,1	288
GHI - Área 13	236,9	0	GHI - Área 16	57	0
GHI - Área 17	321,9	0	GHI - Área 25	147	0
GHI - Área 18	80	0	GHI - Área 26	288,5	0
GHI - Área 19	9,9	0	GHI - Área 32	29,7	0
6. Caldas, Quindío y Risaralda - (CRQ)	1008,59	0	GHI - Área 33	199,3	0
GHI - Área 14	344,89	0	GHI - Área 34	429,6	0
GHI - Área 15	135	0	Vel. Viento - Área 55	0	288
GHI - Área 38	29,7	0	13. Santander - (SAN)	1152	0
GHI - Área 39	499	0	GHI - Área 40	84,8	0
7. Cauca - Nariño - Putumayo - (CNP)	163,89	0	GHI - Área 41	299,6	0
GHI - Área 20	148,29	0	GHI - Área 42	767,6	0
GHI - Área 35	15,6	0	14. Valle - (V)	308,8	250

8. Córdoba - Sucre - (CS)	3510,89	0	GHI - Área 47	19,8	0
GHI - Área 23	3016,99	0	GHI - Área 48	289	0
GHI - Área 24	29,8	0	Vel. Viento - Área 54	0	250
GHI - Área 43	464,1	0			
Subtotal A	9218,77	559,8	Subtotal B	7055	3251,7
Total A + B (MW)	20085,27				

5.2 Fuentes secundarias de series históricas de datos meteorológicos

Para este caso de estudio el objetivo era poder obtener series históricas de datos meteorológicos con una resolución lo más cercana a 10 minutos, esto teniendo como hipótesis preliminar que, al tener una resolución más corta se obtendrían mejores resultados de pronóstico. Sin embargo, como se expondrá más adelante en la ejecución del modelo de predicción, se evaluaron diferentes resoluciones de tiempo para confirmar dicha hipótesis.

En este sentido, se estudiaron las fuentes secundarias para descarga de series de datos, tales como NASA, NREL-NRSDB y SOLARGIS encontrándose los siguientes resultados:

- NASA: Series de datos disponibles en resolución anual, mensual, diario y horario.
- NREL-NRSDB: Series de datos disponibles en resolución horario, 30 y 10 minutos.
- SOLARGIS: Series de datos disponibles en resolución horario.

Cabe resaltar que las fuentes secundarias consultadas corresponden a datos de acceso gratuito, dado que por ejemplo SOLARGIS dispone de bases de datos con menor resolución a la indicada, sin embargo, son bases de datos con costo adicional por punto solicitado, por lo cual no fueron tenidas en cuenta dado el alto costo que representaba su obtención.

Igualmente, se consultó la información disponible de las estaciones meteorológicas del IDEAM, sin embargo, a pesar de ser mediciones realizadas en sitio, no se utilizaron para este estudio, dado que para muchos de los proyectos no se identificó una estación cercana, sumado a que no en todas las estaciones la información está disponible para descarga en los mismos periodos de tiempo ni en la resolución indicada.

Dadas las consideraciones realizadas, se optó por utilizar las series de datos históricas de NREL-NRSDB, dado que cuenta con la menor resolución de tiempo y sumado a esto se consideró lo evaluado por el Consejo Nacional de Operación (CNO) [23], respecto a la comparación entre mediciones en sitio en un punto geográfico entre el IDEAM y la información secundaria de NREL y SOLARGIS, en donde resultó que NREL tiene un error de sesgo medio inferior a la información de SOLARGIS. En este sentido se descargaron las series históricas de tiempo para cada uno de los puntos de referencia de las áreas descritas en la *Tabla 3*.

5.3 Modelo pronóstico para GHI, velocidad del viento y temperatura

Para el análisis de las series de datos históricos se ajustó un modelo autorregresivo de predicción estadístico univariado para series temporales con estacionalidad conocido como ARIMA, que denota por AR (Autoregresivo), I(Integrado) y MA (Medias Móviles), que se tomó como herramienta de toma de decisión para la simulación de la sesión vinculante y las sesiones intradiarias. Se estudio también otros modelos autoregresivos como por ejemplo el AR y ARMA, sin embargo, se escogió el modelo ARIMA dado que es un modelo diseñado para análisis de series de tiempo con estacionalidad [24] y las series de datos a analizar en el presente estudio, presentan comportamientos estacionarios.

5.3.1 Ajuste de modelo pronóstico ARIMA en RStudio

Para la ejecución del modelo se ajustó un código utilizando el software RStudio, Versión 2023.03.0 con compilador en R, versión 4.2.3. La parametrización y ajuste de desarrollo del código se hizo teniendo como base los lineamientos de [24] para los modelos autorregresivos de series lineales de tiempo univariado. A continuación, se expone el código ajustado y entre las líneas de código se describen las consideraciones tenidas en cuenta en el proceso (las líneas de código se describen en formato “Courier New” y se expone el código utilizado para el modelo de pronóstico de GHI.).

Como primera medida se cargaron las series de datos mediante el comando “attach”, para este caso, en el cual se puso a prueba el funcionamiento del modelo, se utilizó

aleatoriamente la base de datos del “Área 23”, que como se aprecia en la *Tabla 3*, corresponde a un punto de referencia de ciertos proyectos con similares características de GHI en el Departamento de Córdoba:

```
attach(Z23_10m_dic20)
names(Z23_10m_dic20)
```

La resolución de los datos es cada 10 minutos, por lo cual la frecuencia de muestreo es 144 para un día completo. Es importante que la muestra se especifique como una serie de tiempo, para lo cual se establece un nombre a la serie y se utiliza el comando “ts”:

```
Zona23.ts3=ts(Z23_10m_ene19_dic20$`GHI (w/m2)` , frequency = 144,
start=c(1,1))

#144 es el número de mediciones por día en la muestra
Zona23.ts3
```

Se aplicó la prueba de Dickey-Fuller, que permite comprobar la existencia de la estacionalidad de la serie de datos, es decir determinar si la serie es estacionaria o no, lo cual es fundamental para el desarrollo de un modelo ARIMA, dado que éste es posible implementarlo siempre que la serie sea estacionaria. Al realizar la prueba de Dickey-Fuller si el valor obtenido tiende rápidamente a cero significa que la serie es estacionaria y por lo tanto es posible evaluarla en un modelo ARIMA, caso contrario, se debe hacer un proceso de diferenciación de estacionalidad [24], que como se observa a continuación para las series de tiempo evaluadas no fue necesario:

```
adf.test(Zona23.ts1)
```

Ejecutada la prueba, el resultado arrojado para la serie de datos de GHI es el siguiente:

```
data: Zona23.ts3

Dickey-Fuller = -56.214, Lag order = 39, p-value = 0.01
alternative hypothesis: stationary
```

Como se observa el p-value para la prueba es igual a 0.01 con tendencia a cero, por lo cual establece que la serie es de tipo estacionario.

Posteriormente, se ejecutó el modelo ARIMA mediante la función “auto.arima”, esta función hace parte del paquete de “forecast” de R y genera pruebas de raíces unitarias, un criterio de selección de modelos y una estimación de máxima verosimilitud para obtener un modelo ARIMA(p, d, q) adecuado para los datos disponibles y realizando una iteración de modelos posibles dentro de las restricciones de orden proporcionadas.

```
Modelo_MDA=auto.arima(Zona23.ts1)
Modelo_MDA
```

El resultado para el modelo AR (Autoregresivo), I(Integrado) y MA (Medias Móviles) es el siguiente:

```
ARIMA(4,0,2) (0,1,0) [84]
Coefficients:
      ar1      ar2      ar3      ar4      ma1      ma2
      0.8647  0.3225 -0.2908  0.0524 -0.1051 -0.3812
s.e.  0.0687  0.1042  0.0387  0.0050  0.0687  0.0549
```

este valor será variable para cada una de las simulaciones, dado que como se mencionó anteriormente, dada la serie de datos, se obtiene el modelo ARIMA más adecuado (p, d, q) en función de generar el mejor pronóstico.

Otra prueba realizada dentro del modelo es la prueba de ruido blanco, esta prueba nos indica si el modelo está bien ajustado o no, por lo cual, si el valor obtenido en la prueba es >0.05 significa existe ruido blanco y por ende el modelo está bien ajustado; por su parte, si el resultado es <0.05 significa que no hay ruido blanco y en consecuencia el modelo debe ajustarse. La existencia de ruido blanco en una serie también establece que el error tiene una media que tiende a cero; mediante la siguiente línea de código, se evaluó el error en el modelo:

```
summary(modelo_MDA)
error1=residuals(modelo_MDA)
plot(error1)
```

Los resultados obtenidos confirman que la media tiende a cero, por lo cual se confirma que el modelo está ajustado.

```

Training set error measures:
                                ME      RMSE      MAE  MPE  MAPE      MASE
ACF1
Training set -0.0005859803 96.84944 52.01732 NaN  Inf 0.4629562 -
1.974478e-05

```

Una vez confirmado que el modelo ARIMA obtenido para la serie de datos es el adecuado para su simulación, finalmente, se realiza el pronóstico por medio del comando “forecast”. Como se observa “h” corresponde al número de valores pronosticados que vamos a generar. Para esta prueba realizada en la cual se pretende pronosticar el GHI cada 10 minutos para el día siguiente a la serie de datos, el valor de “h” es igual a 144 que equivale a un día completo de mediciones. Es importante resaltar que, para la simulación de cada una de las sesiones intradiarias, este valor de “h” varía en la medida que cada sesión tiene una ventana de tiempo diferente, estas condiciones de “h” se especificarán más adelante.

```

#Pronostico 1= Enero 01 de 2021
pronostico1=forecast::forecast(modelo1,h=144)
pronostico1
min(pronostico1[["lower"]])
max(pronostico1[["upper"]])

```

Finalmente, se genera el gráfico del pronóstico y se exporta los valores pronosticados con sus respectivos intervalos de confianza.

```

plot(pronostico1, type="l", lty="solid", col=3 ,main="Pronostico
1= GHI, Enero 01 de 2021",
      xlab = "No. de días",
      ylab = "GHI (W/m2)")
grid() #1100x500
write.xlsx(pronostico1, "1_Pr_GHI23.xlsx")

```

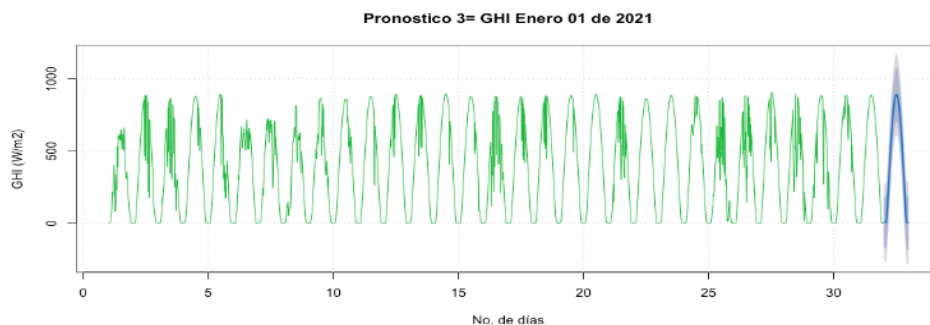


Figura 6. GHI Pronosticado para un día completo

5.4 Escenarios evaluados para las series de tiempo

Una vez se estructuró el modelo de predicción, se procedió a ponerlo a prueba en los siguientes dos escenarios, para establecer de qué forma se simularía la totalidad de las series de datos para cada una de las áreas establecidas en la **Tabla 3**.

Estos dos escenarios corresponden a la simulación de series de datos de GHI con resolución horaria de 30 minutos y 10 minutos, y simultáneamente se evaluará con las bases de datos de dos años de antelación, un año de antelación y dos meses de antelación. Lo anterior teniendo en cuenta la disponibilidad de series de datos con resolución de 10 minutos de NREL-NRSDB, correspondiente a los años 2019, 2020 y 2021, y la duración de cada simulación en el modelo ajustado. A continuación, se relaciona el número de simulaciones realizadas en esta etapa y su duración promedio para cada iteración.

Tabla 4. Tiempo promedio de simulación

<i>Periodo de series de datos</i>		<i>Día Pronosticado</i>	<i>Tiempo prom. simulación en Rstudio</i>	<i>Tiempo prom. simulación en Rstudio</i>
<i>Inicial</i>	<i>Final</i>		<i>Resolución de Series de datos de 30m</i>	<i>Resolución de Series de datos de 10m</i>
1/01/19	31/12/20	1/01/21	25 minutos	50 minutos
1/01/20	31/12/20	1/01/21	10 minutos	35 minutos
1/11/20	31/12/20	1/01/21	3 minutos	7 minutos

El tiempo transcurrido de cada simulación tiene mucha relevancia, dada la gran cantidad de iteraciones que se realizaron en el marco de la evaluación de cada una de las sesiones intradiarias para cada zona establecida, que como se mencionará más adelante, el tiempo de cada iteración para las variables de velocidad del viento y temperatura son en promedio 4 veces más y 6 veces más respectivamente, comparadas con el tiempo de iteración para el GHI. Como se observa en la **Tabla 4** a partir de las series de datos disponibles para los años 2019 y 2020 se calcula el pronóstico para un día objetivo, que en este caso corresponde al 1 de enero del 2021, esto se hizo con el fin de poder comparar y encontrar el error entre el pronóstico realizado y el valor que entrega NREL-NRSDB en sus bases de datos para el mismo día, es decir, con el modelo se pronostica el valor del 1 de enero y las bases de datos de NREL para la misma fecha se toma como si fuera el valor real medido y

apartir de estos dos valores se calcula el error. Este mismo procedimiento se realizó para todas las iteraciones en la evaluación de las sesiones de mercado.

En la siguiente tabla se visualizan los errores calculados mediante la fórmula de error medio absoluto:

$$\% \text{ EMA} = \frac{\sum_{t=1}^n \left| \frac{Y_t - Y'_t}{Y_t} \right| * 100}{n}$$

Donde:

Y_t = Valor real

Y'_t = Valor Pronosticado

n = Frecuencia de la muestra

Tabla 5. Errores medios absolutos para caso base de estudio

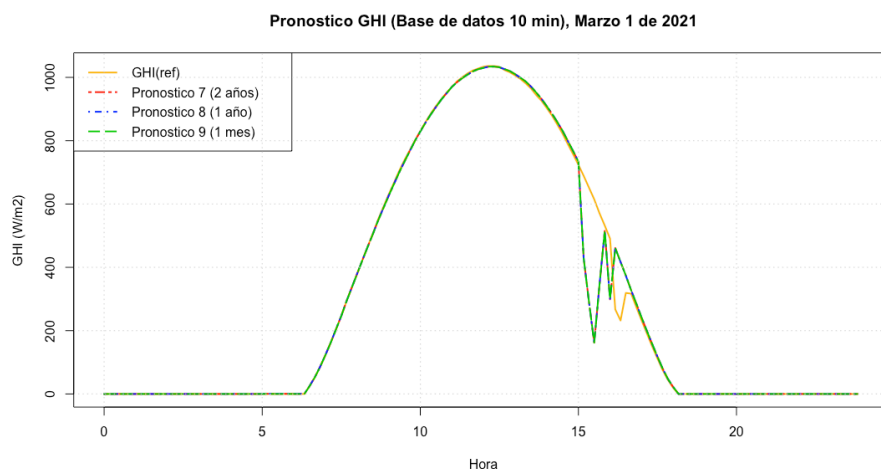
<i>Periodo de series de datos</i>		<i>Día Pronosticado</i>	<i>Error medio absoluto Resolución de Series de datos de 30m</i>	<i>Error medio absoluto Resolución de Series de datos de 10m</i>
<i>Inicial</i>	<i>Final</i>			
1/01/19	31/12/20	1/01/21	6,41%	1,65%
1/01/20	31/12/20	1/01/21	6,31%	1,65%
1/11/20	31/12/20	1/01/21	5,38%	1,56%

En la **Tabla 5** se observa que, para los mismos periodos medidos, los errores calculados luego de hallar los pronósticos en el modelo ARIMA en RStudio, presentan valores más confiables para la serie de datos con resolución horario de 10 minutos. Por lo cual, estas serán las series de datos utilizadas para la totalidad de los pronósticos generados en el presente estudio. De la **Tabla 5** también se resalta que los errores medidos para las tres series de tiempo presentan valores similares, siendo la serie de datos con dos meses de antelación la que presenta el menor valor, este mismo comportamiento se observa para el pronóstico simulado para el primer día de los meses de febrero y marzo tal como se muestra en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Errores medios absolutos, pronóstico febrero, marzo.

<i>Periodo de series de datos</i>		<i>Día Pronosticado</i>	<i>Error medio absoluto</i> <i>Resolución de Series de datos de 10m</i>
<i>Inicial</i>	<i>Final</i>		
1/02/19	31/01/21	1/02/21	5,50%
1/02/20	31/01/21	1/02/21	5,50%
1/12/20	31/01/21	1/02/21	5,48%
1/03/19	28/02/21	1/03/21	3,45%
1/03/20	28/02/21	1/03/21	3,46%
1/01/21	28/02/21	1/03/21	3,43%

Por otro lado, la **Figura 7** muestra la gráfica de pronósticos para las series de tiempo analizadas con resolución de 10 minutos, en donde se observa un comportamiento estable de la irradiación a lo largo del día, a excepción de la franja horaria entre las 3pm y 4:30pm, donde se presentan eventos que pueden estar asociados a nubosidad.

**Figura 7.** Pronóstico GHI para caso base de estudio

Evaluated the previous, it is established that the data series used for the simulation of the intraday sessions will have a 10-minute hourly resolution and a two-month lead time. Additionally, this is convenient, given the time it takes to run each simulation in the RStudio software, which was specified in **Tabla 4**.

5.5 Líneas de código tipo para cada variable de tiempo

Una vez estructurado el modelo y definido el tipo de series de datos que se van a analizar, se ajustó el código para pronosticar cada una de las variables de tiempo requeridas, GHI, velocidad del tiempo y temperatura. El código tipo para cada variable se incluye en el Apéndice del presente documento.

5.6 Simulación del Mercado del día Anterior y sesiones Intradíarias.

Para la simulación de las sesiones del despacho del mercado del día anterior y las sesiones intradíarias, se ajustó el código en RStudio para el modelo de pronóstico estructurado para cada una de las sesiones, en la cual se hizo necesario ajustar el valor de “h” que denota la cantidad de valores a pronosticar, dado que cada sesión tiene una ventana de tiempo diferente. Para este estudio se plantearon dos alternativas de esquema de sesiones vinculante e intradíarias, la primera, la propuesta por la resolución CREG 143 de 2021 [1], que comprende una sesión de mercado del día anterior y tres sesiones intradíarias como se observa en la *Figura 8*.

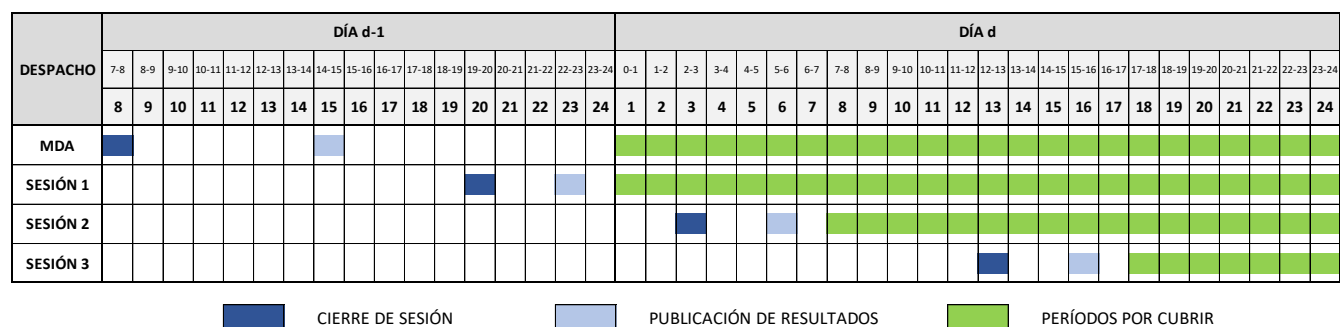


Figura 8. Cronograma de despacho CREG 143 de 2021 [1].

Los ajustes en el código para el número de valores pronosticados teniendo en cuenta la frecuencia de 10 minutos y denotado por “h” es la siguiente para cada sesión:

- MDA: `pronosticoMDA=forecast::forecast (MDA, h=240)`
- Sesión 1: `pronosticoS1=forecast::forecast (MIDS1, h=168)`

- Sesión 4: `pronosticoS4=forecast::forecast (MIDS4,h=90)`
- Sesión 5: `pronosticoS5=forecast::forecast (MIDS5,h=66)`

Como escenario de evaluación se calcularon los pronósticos y las contribuciones energéticas para la sesión de MDA y sesiones intradiarias, tomando como el día de operación (día d), los días 1 de marzo, 1 de junio, 1 de septiembre y 1 de diciembre, como referencia de distintas épocas del año.

5.7 Estimación de la producción de energía

Para el cálculo de la producción de energía anual de cada proyecto de generación se partió de los datos del recurso primario de las series de tiempo. Para el caso de los proyectos FV se partió de la siguiente ecuación:

$$E_{AC} = PR \times \left(\frac{P^*}{G^*}\right) \times G_a(I) \quad [25]$$

Donde:

E_{AC} = Energía entregada a la red

PR = Factor de rendimiento o “Performance Ratio” por sus siglas en inglés

$G_a(I)$ = Irradiancia solar obtenida del modelo de pronóstico ARIMA

P^* = Potencia máxima en condiciones estándar de medida o STC ⁴ por sus siglas en inglés, dado en MWp

G^* = Irradiancia en STC

Es de resaltar que para la aplicación de esta ecuación se partió de la capacidad instalada de cada proyecto dada en MW nominales, y multiplicada por una ratio de 1,2, con el fin de obtener la capacidad nominal dada en MWp de cada parque solar, pues en el mercado se encuentran con mucha frecuencia estos valores, así como también se estima un Performance ratio (PR) de 0,84, cuyo valor promedio se han empleado en otros estudios [26].

⁴ Las Standard Test Conditions (STC) se definen como Irradiancia (G^*) = 1000 W/m² y temperatura de celda (T^*_c)= 25°C [25]

Capítulo 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

6.1 Aportes de energía por zona y sesión del mercado

Como primera medida se calcularon los aportes energéticos, los cuales representarán los potenciales compromisos de despacho vinculante para cada zona, con base en el cálculo descrito en el 5.7 y teniendo como datos de entrada la información del recurso de las series de datos descargas de NREL, y la potencia asignada para cada una de las zonas de acuerdo con lo informado por UPME y organizado en la **Tabla 3**. Este cálculo de energía se realizó para cada uno de los días simulados y para el periodo por cubrir en cada sesión intradiaria, tanto para el modelo propuesto en este estudio, como para el indicado por la CREG en la Resolución 143 de 2021.

Tabla 7. Contribuciones energéticas por Zona

Zona	Compromisos de Energía en MWh/día Propuesta del presente estudio							Compromiso de Energía en MWh/día CREG 143 DE 2021			
	Día D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
ANT	1/03/2021	7442	7442	7442	7182	3911	416	7442	7442	7414	416
	1/06/2021	6825	6825	6825	6457	3575	445	6825	6825	6759	445
	1/09/2021	7774	7774	7774	7375	3995	516	7774	7774	7695	516
	1/12/2021	6528	6528	6528	6171	3371	239	6528	6528	6450	239
ARA	1/03/2021	288	288	288	281	174	19	288	288	286	19
	1/06/2021	355	355	355	344	227	23	355	355	351	23
	1/09/2021	402	402	402	378	203	22	402	402	397	22
	1/12/2021	362	362	362	336	148	10	362	362	355	10
ATL	1/03/2021	14555	14555	14555	14015	7776	986	14555	14555	14492	986
	1/06/2021	11274	11274	11274	10536	4741	807	11274	11274	11105	807
	1/09/2021	9288	9288	9288	8976	5112	380	9288	9288	9178	380
	1/12/2021	9453	9453	9453	8823	4282	338	9453	9453	9327	338
BOL	1/03/2021	4322	4322	4322	4162	2315	292	4322	4322	4303	292
	1/06/2021	3535	3535	3535	3405	1855	221	3535	3535	3510	221
	1/09/2021	3528	3528	3528	3363	1933	216	3528	3528	3499	216
	1/12/2021	2469	2469	2469	2359	1215	92	2469	2469	2453	92
BC	1/03/2021	3792	3792	3792	3624	1804	158	3792	3792	3765	158
	1/06/2021	3599	3599	3599	3436	1961	196	3599	3599	3549	196

	1/09/2021	3090	3090	3090	2858	1623	211	3090	3090	3039	211
	1/12/2021	4721	4721	4721	4474	2147	164	4721	4721	4661	164
CRQ	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	5871	5871	5871	5565	2780	204	5871	5871	5809	204
	1/06/2021	4850	4850	4850	4629	2642	264	4850	4850	4782	264
	1/09/2021	4874	4874	4874	4675	2550	395	4874	4874	4838	395
	1/12/2021	5961	5961	5961	5754	2808	242	5961	5961	5942	242
CNP	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	923	923	923	902	533	71	923	923	922	71
	1/06/2021	1021	1021	1021	976	545	66	1021	1021	1015	66
	1/09/2021	1016	1016	1016	999	570	91	1016	1016	1013	91
	1/12/2021	1174	1174	1174	1117	600	69	1174	1174	1164	69
CS	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	25512	25512	25512	24651	13804	1753	25512	25512	25430	1753
	1/06/2021	18109	18109	18109	17003	9239	922	18109	18109	17831	922
	1/09/2021	22051	22051	22051	21151	11534	1064	22051	22051	21897	1064
	1/12/2021	15761	15761	15761	14917	6262	505	15761	15761	15634	505
GCM	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	13463	13463	13463	12875	6976	837	13463	13463	13377	837
	1/06/2021	12796	12796	12796	11936	6145	709	12796	12796	12564	709
	1/09/2021	7248	7248	7248	6814	3739	387	7248	7248	7130	387
	1/12/2021	10197	10197	10197	9516	4570	276	10197	10197	10036	276
HT	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	12261	12261	12261	11983	7101	1004	12261	12261	12227	1004
	1/06/2021	12914	12914	12914	12167	6217	810	12914	12914	12750	810
	1/09/2021	9261	9261	9261	8890	5128	708	9261	9261	9186	708
	1/12/2021	11347	11347	11347	10859	5234	440	11347	11347	11259	440
NS	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	2776	2776	2776	2639	1421	87	2776	2776	2743	87
	1/06/2021	3124	3124	3124	2907	1318	131	3124	3124	3075	131
	1/09/2021	2757	2757	2757	2632	1575	191	2757	2757	2737	191
	1/12/2021	3412	3412	3412	3247	1705	127	3412	3412	3375	127
ORI	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	6208	6208	6208	5953	3213	385	6208	6208	6168	385
	1/06/2021	7256	7256	7256	6857	3888	513	7256	7256	7152	513
	1/09/2021	6230	6230	6230	5965	3658	565	6230	6230	6162	565
	1/12/2021	9005	9005	9005	8423	4092	338	9005	9005	8876	338
SAN	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	6870	6870	6870	6685	3409	380	6870	6870	6848	380
	1/06/2021	7290	7290	7290	6786	3516	227	7290	7290	7158	227
	1/09/2021	7306	7306	7306	6928	3639	392	7306	7306	7227	392
	1/12/2021	6188	6188	6188	5959	3090	221	6188	6188	6152	221
VAL	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	1710	1710	1710	1648	874	106	1710	1710	1707	106
	1/06/2021	1722	1722	1722	1636	796	89	1722	1722	1704	89
	1/09/2021	1711	1711	1711	1649	875	107	1711	1711	1708	107
	1/12/2021	1879	1879	1879	1807	916	88	1879	1879	1871	88

De la **Tabla 7** se observa la alta relevancia que presentarán las zonas de Atlántico (ATL), Córdoba – Sucre (CS), Guajira – Cesar – Magdalena (GCM) y Huila – Tolima (HT), los cuales presentan la mayor cantidad de capacidad eléctrica asignada por la UPME [19]. Esta comparación se presenta también en la **Figura 10**.

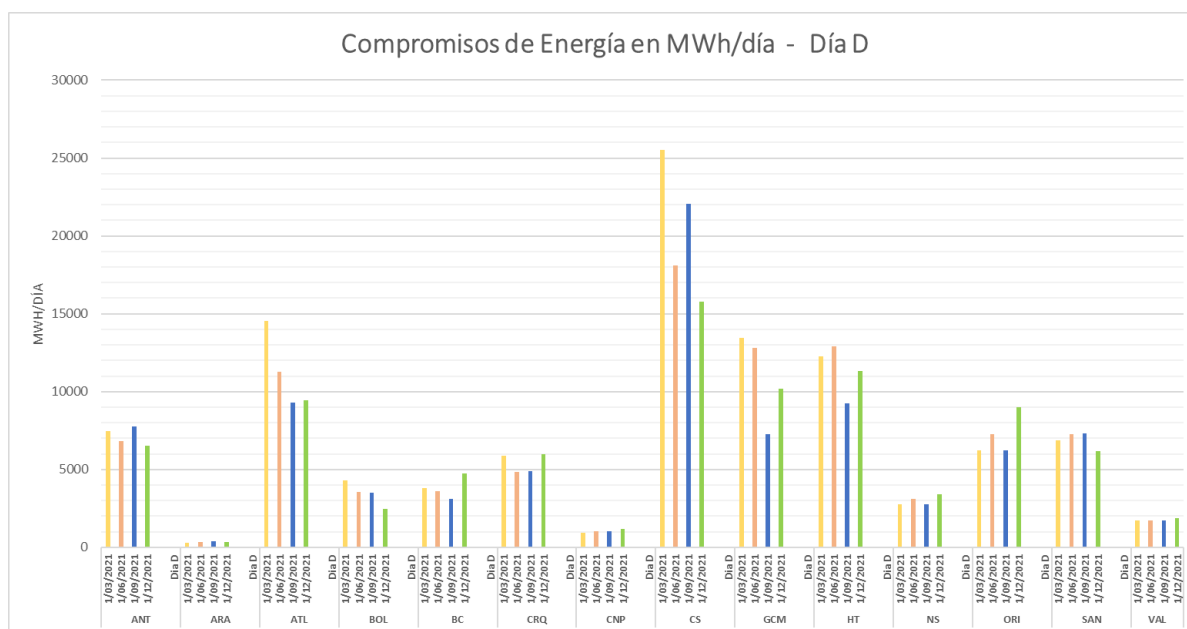


Figura 10. Aportes energéticos por zona. Elaboración propia con datos de [19]

En cuanto al análisis de contribuciones energéticas por sesión calculadas para los proyectos FV, si se analiza el escenario propuesto por la CREG 143 de 2021 con una sesión MDA y 3 sesiones MID, se observa para todos los casos que, claramente la disponibilidad teórica de la energía será la misma para el MDA y para la sesión MID 1, dado que el periodo por cubrir es el mismo, por su parte, en las siguientes sesiones intradiarias, sí se aprecian variaciones en la disponibilidad de energía dado que sus periodos por cubrir representan ventanas de tiempo en donde ya se tiene mediciones de GHI. Respecto a la propuesta del presente estudio, con 6 sesiones de despacho, es decir el MDA y 5 sesiones MID, al igual que el caso anterior, el MDA y la primera sesión intradiaria tienen los mismos valores por tener las mismas ventanas de tiempo, no obstante se observa también que para la sesión MID 2 la disponibilidad es la misma, dado que el periodo por cubrir como se indicó en el cronograma del modelo, **Figura 9**, es a partir de las 8 de la mañana, pero el cierre de la

sesión ocurre a la 5 am, por lo cual las mediciones de GHI antes de esta hora son cero. En las siguientes sesiones MID, si se aprecian variaciones en la disponibilidad de energía dado que sus periodos por cubrir representan ventanas de tiempo en donde ya se tendrían mediciones de GHI.

En cuanto a la estimación de contribuciones totales de energía, el cálculo para la totalidad de proyectos asciende en promedio a 93,9 GWh/día, lo que representaría 34.273,5 GWh al año, lo cual representaría un 44% de la energía total generada en el 2022 (76.905 GWh/año) y de acuerdo con la proyección de demanda **Figura 11** representaría un 37,22% de la energía total proyectada para el año 2028, estimada en 92.074 GWh/año, y un 30% de la energía proyectada para el año 2035, estimada en 117.341 GWh/año [27]. Lo anterior claramente representa una estimación ideal, teniendo en cuenta los proyectos con capacidad de transporte aprobadas a la fecha, pero sin tener en cuenta que muchos de estos proyectos puede que no entren en operación por múltiples factores, como por ejemplo proyectos que pierdan su capacidad de transporte asignada por la ocurrencia de alguno de los casos estipulados en el artículo 33 de la resolución CREG 075 de 2021, así como también que en cada anualidad futura se aprobará la conexión para nuevos proyectos. No obstante, la estimación de energía realizada refleja el alto crecimiento que representará la presencia de las contribuciones de energía en el despacho de proyectos FNCER.



Figura 11. Proyección de la demanda de energía. Elaboración propia con datos de [27].

En el mismo orden en el que se ilustraron los cálculos de potenciales compromisos de energía para cada Zona, a continuación, en la **Tabla 8**, se detallan los errores calculados en los pronósticos para las series de tiempo de GHI, resaltando en color verde las sesiones en donde el error pronosticado se mejora comparado con la sesión MDA y la inmediata sesión MID anterior para cada caso.

Tabla 8. Error de Pronostico para series de GHI

Zona	Error de Pronostico GHI							Error de Pronostico GHI CREG 143 de 2021			
	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
ANT	1/03/2021	5,3%	4,8%	4,8%	4,8%	4,7%	4,3%	5,3%	4,8%	4,8%	4,5%
	1/06/2021	8,8%	6,9%	6,9%	6,9%	6,8%	7,2%	8,8%	6,9%	6,9%	7,3%
	1/09/2021	4,2%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	4,2%	3,4%	3,4%	3,4%
	1/12/2021	10,2%	8,0%	8,0%	8,0%	7,1%	7,4%	10,2%	8,0%	8,0%	7,8%
ARA	1/03/2021	23,0%	15,1%	15,1%	15,1%	14,9%	18,2%	23,0%	15,1%	15,1%	17,8%
	1/06/2021	26,7%	17,7%	17,7%	17,7%	17,3%	21,6%	26,7%	17,7%	17,7%	20,5%
	1/09/2021	16,2%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	11,8%	16,2%	12,0%	12,0%	12,0%
	1/12/2021	14,5%	8,7%	8,7%	8,7%	8,8%	10,9%	14,5%	8,7%	8,7%	9,5%
ATL	1/03/2021	2,1%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	2,1%	1,9%	1,9%	1,9%
	1/06/2021	13,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,0%	12,2%	13,3%	11,3%	11,3%	12,3%
	1/09/2021	21,4%	18,8%	18,8%	18,8%	18,8%	22,5%	21,4%	18,8%	18,8%	22,7%
	1/12/2021	15,0%	12,2%	12,2%	12,2%	12,2%	11,3%	15,0%	12,2%	12,2%	12,1%
BOL	1/03/2021	2,1%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	2,1%	1,3%	1,3%	1,3%
	1/06/2021	17,7%	16,5%	16,5%	16,5%	15,9%	17,4%	17,7%	16,5%	16,5%	17,4%
	1/09/2021	12,2%	16,1%	16,1%	16,1%	15,9%	17,3%	12,2%	16,1%	16,1%	18,5%
	1/12/2021	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	9,7%	10,4%	10,7%	10,7%	12,0%	12,2%
BC	1/03/2021	15,6%	13,7%	14,2%	14,2%	15,2%	13,6%	15,6%	13,7%	14,2%	13,9%
	1/06/2021	13,3%	10,8%	10,8%	10,8%	10,2%	9,2%	13,3%	10,8%	10,8%	9,3%
	1/09/2021	11,9%	13,4%	13,4%	13,4%	13,0%	15,0%	11,9%	13,4%	13,4%	15,0%
	1/12/2021	8,7%	6,9%	6,9%	6,9%	6,8%	11,8%	8,7%	6,9%	6,9%	12,0%
CRQ	1/03/2021	13,7%	11,4%	11,4%	11,4%	11,4%	11,5%	13,7%	11,4%	11,4%	11,4%
	1/06/2021	13,3%	10,8%	10,8%	10,8%	10,2%	9,2%	13,3%	10,8%	10,8%	9,3%
	1/09/2021	13,2%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	12,5%	13,2%	11,0%	11,0%	12,1%
	1/12/2021	10,0%	10,1%	10,1%	10,1%	10,8%	13,9%	10,0%	10,1%	9,2%	11,9%
CNP	1/03/2021	17,0%	14,0%	14,0%	14,0%	13,9%	13,7%	17,0%	14,0%	14,0%	13,8%
	1/06/2021	15,1%	14,3%	14,3%	14,3%	14,3%	14,3%	15,1%	14,3%	14,3%	14,3%
	1/09/2021	15,1%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%	7,4%	15,1%	7,6%	7,6%	7,5%
	1/12/2021	14,4%	19,6%	19,6%	19,6%	19,3%	19,2%	14,4%	19,6%	19,6%	19,4%

	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5		MDA	S1	S2	S3
CS	1/03/2021	4,3%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%		4,3%	2,9%	2,9%	2,9%
	1/06/2021	11,6%	5,8%	5,8%	5,8%	4,9%	4,6%		11,6%	5,8%	5,8%	5,1%
	1/09/2021	14,9%	13,4%	13,4%	13,4%	12,3%	13,8%		14,9%	13,4%	10,1%	10,6%
	1/12/2021	17,3%	15,5%	15,5%	15,5%	13,7%	17,4%		17,3%	15,5%	15,5%	19,0%
GCM	1/03/2021	5,8%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%		5,8%	3,2%	3,2%	3,2%
	1/06/2021	5,3%	2,6%	2,6%	2,6%	4,1%	4,6%		5,3%	2,6%	2,6%	2,9%
	1/09/2021	11,8%	5,9%	5,9%	5,9%	4,9%	5,6%		11,8%	5,9%	5,9%	6,1%
	1/12/2021	3,2%	5,3%	5,3%	4,1%	4,2%	4,8%		3,2%	5,3%	4,4%	5,4%
HT	1/03/2021	8,5%	4,3%	4,3%	4,3%	4,6%	4,4%		8,5%	4,3%	4,3%	4,2%
	1/06/2021	15,6%	16,0%	16,0%	16,0%	15,1%	15,2%		15,6%	16,0%	16,0%	15,6%
	1/09/2021	14,7%	13,6%	13,6%	13,6%	13,6%	14,1%		14,7%	13,6%	13,6%	14,4%
	1/12/2021	8,4%	9,8%	9,8%	9,8%	13,1%	13,9%		8,4%	9,8%	7,2%	9,2%
NS	1/03/2021	20,3%	15,9%	15,9%	15,9%	15,2%	17,1%		20,3%	15,9%	15,9%	18,2%
	1/06/2021	16,8%	8,4%	8,4%	8,4%	8,1%	9,4%		16,8%	8,4%	8,4%	10,5%
	1/09/2021	16,3%	8,2%	8,2%	8,2%	8,1%	8,1%		16,3%	8,2%	8,2%	9,7%
	1/12/2021	14,3%	11,4%	11,4%	11,4%	10,7%	10,3%		14,3%	11,4%	11,4%	11,1%
ORI	1/03/2021	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,5%		11,1%	11,1%	11,1%	11,8%
	1/06/2021	13,9%	12,9%	12,9%	12,9%	11,6%	11,6%		13,9%	12,9%	12,9%	12,4%
	1/09/2021	14,9%	16,8%	16,8%	16,8%	17,0%	17,8%		14,9%	16,8%	16,8%	17,6%
	1/12/2021	18,4%	16,3%	16,3%	16,3%	15,7%	15,8%		18,4%	16,3%	16,3%	16,7%
SAN	1/03/2021	6,4%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	2,7%		6,4%	3,2%	3,2%	2,8%
	1/06/2021	7,3%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%		7,3%	3,6%	3,6%	4,5%
	1/09/2021	15,6%	14,3%	16,2%	16,2%	16,0%	17,4%		15,6%	14,3%	15,9%	15,8%
	1/12/2021	7,9%	6,6%	6,6%	6,6%	6,9%	7,0%		7,9%	6,6%	6,6%	7,1%
VAL	1/03/2021	16,8%	18,2%	18,2%	18,2%	17,9%	17,9%		16,8%	18,2%	18,2%	17,9%
	1/06/2021	19,1%	15,3%	15,3%	15,3%	15,5%	15,5%		19,1%	15,3%	15,3%	15,1%
	1/09/2021	17,3%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%		17,3%	14,8%	14,6%	14,8%
	1/12/2021	20,0%	21,0%	21,0%	21,0%	20,5%	19,6%		20,0%	21,0%	21,0%	20,4%

En términos generales se observa un buen comportamiento del modelo respecto al mejoramiento del pronóstico en la sesión MID 1 para los dos escenarios de mercado analizado, cuyo porcentaje de acierto se detalla en la **Figura 12**. Para el escenario propuesto en el presente estudio también se observa un porcentaje de acierto relevante para la sesión MID No.4, esto dado a que su cierre ocurre a las 9am, por lo cual se contaría con datos aproximadamente de 3 horas adicionales medidos antes del cierre de dicha sesión para mejorar el pronóstico. Respecto a las sesiones finales de los dos escenarios no se presenta

una mejora relevante en el pronóstico, dado a que el periodo por cubrir es de aproximadamente 1 hora y media únicamente.

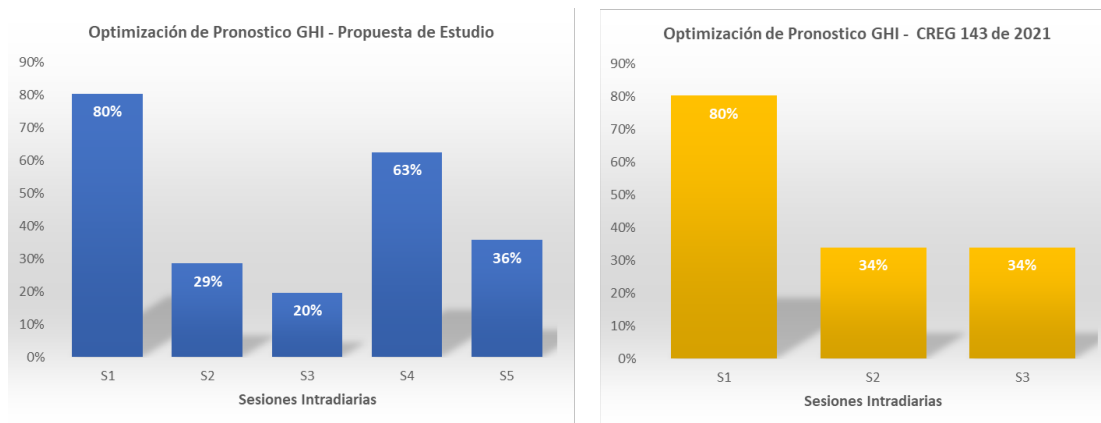


Figura 12. Optimización de pronóstico de GHI

Ahora bien, si se tiene en cuenta que las franjas de tolerancias para proyectos de fuentes variables de energía en los compromisos del funcionamiento actual del mercado están entre el 5% y 10% [5], al ser en varios escenarios de la **Tabla 8** los errores medios absolutos mayores a este valor, se hizo relevante el análisis de otra variable climatológica disponible en las series de tiempo de NREL como la temperatura, para la cual en un cálculo de correlación entre GHI y temperatura para una de las series de tiempo aleatoria de una de las zonas de estudios, se encontró que están correlacionados en un 82%, tal como se muestra en la **Figura 13**.

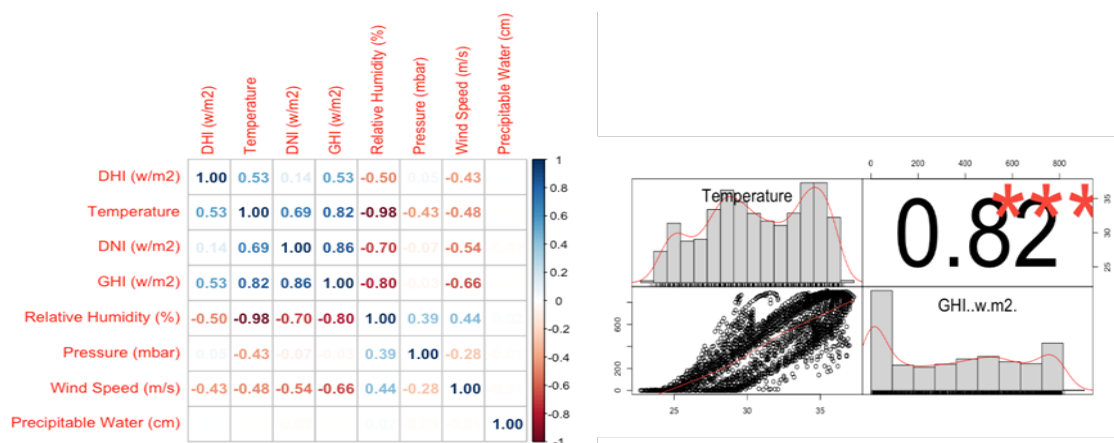


Figura 13. Correlación entre GHI y Temperatura

En la **Tabla 1** se describen los errores de pronóstico calculados para cada una de las zonas de estudio y cada una de las sesiones de mercado para los dos modelos analizados. Se observa que los errores medidos son mucho menores para todos los casos, que los estimados para el GHI.

Tabla 9. Error de Pronostico para series de Temperatura

Zona	Error de Pronóstico de Temperatura							Error de Pronostico CREG 143 de 2021			
	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
ANT	1/03/2021	1,7%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,7%	1,2%	1,1%	1,1%
	1/06/2021	3,4%	2,8%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,4%	2,8%	3,2%	3,2%
	1/09/2021	2,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	2,4%	1,1%	1,2%	1,2%
	1/12/2021	3,1%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	3,1%	1,8%	1,7%	1,7%
ARA	1/03/2021	3,9%	4,0%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	3,9%	4,0%	4,8%	4,8%
	1/06/2021	10,9%	5,1%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	10,9%	5,1%	4,3%	4,3%
	1/09/2021	4,2%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	4,2%	2,9%	2,8%	2,8%
	1/12/2021	2,2%	4,5%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	2,2%	4,5%	4,7%	4,7%
ATL	1/03/2021	1,4%	2,1%	2,1%	1,7%	1,4%	1,1%	1,4%	2,1%	1,8%	1,1%
	1/06/2021	2,3%	2,5%	2,5%	2,4%	1,7%	0,7%	2,3%	2,5%	2,5%	0,6%
	1/09/2021	2,3%	1,7%	1,7%	1,4%	0,8%	0,6%	2,3%	1,7%	2,4%	0,8%
	1/12/2021	3,0%	1,3%	1,0%	0,8%	0,6%	0,5%	3,0%	1,3%	0,9%	0,5%
BOL	1/03/2021	2,0%	1,7%	1,5%	1,3%	1,0%	1,0%	2,0%	1,7%	1,5%	0,9%
	1/06/2021	1,6%	1,7%	1,6%	1,4%	1,1%	0,4%	1,6%	1,7%	1,5%	0,3%
	1/09/2021	3,6%	1,4%	1,4%	1,3%	0,9%	0,6%	3,6%	1,4%	1,3%	0,5%
	1/12/2021	5,6%	2,7%	2,2%	2,0%	1,7%	1,2%	5,6%	2,7%	2,1%	1,1%
BC	1/03/2021	2,8%	2,7%	2,1%	1,4%	1,0%	0,7%	2,8%	2,7%	1,8%	0,6%
	1/06/2021	4,1%	3,5%	3,6%	2,5%	1,9%	1,2%	4,1%	3,5%	3,2%	1,0%
	1/09/2021	2,4%	4,0%	4,0%	3,0%	2,3%	1,7%	2,4%	4,0%	3,6%	1,5%
	1/12/2021	3,7%	4,4%	4,2%	3,5%	3,1%	2,3%	3,7%	4,4%	3,9%	2,0%
CRQ	1/03/2021	5,1%	3,1%	2,7%	1,9%	1,3%	0,9%	5,1%	3,1%	71,7%	12,9%
	1/06/2021	12,8%	13,7%	14,0%	13,0%	11,0%	7,4%	12,8%	13,7%	13,4%	6,7%
	1/09/2021	1,9%	2,7%	2,8%	2,2%	1,5%	0,8%	1,9%	2,7%	2,5%	0,7%
	1/12/2021	2,8%	4,6%	4,9%	4,4%	4,2%	2,4%	2,8%	4,6%	4,6%	1,9%
CNP	1/03/2021	5,9%	6,9%	6,9%	6,7%	6,2%	4,2%	5,9%	6,9%	6,8%	3,8%
	1/06/2021	5,2%	4,9%	5,0%	3,7%	2,9%	2,3%	5,2%	4,9%	3,9%	1,6%
	1/09/2021	1,2%	1,3%	1,0%	0,8%	0,7%	0,3%	1,2%	1,3%	0,9%	0,3%

	1/12/2021	4,6%	4,0%	3,5%	3,2%	2,7%	1,4%	4,6%	4,0%	3,4%	1,3%
CS	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	1,8%	1,6%	1,3%	1,1%	0,7%	0,7%	1,8%	1,6%	1,2%	0,7%
	1/06/2021	1,2%	4,0%	4,2%	3,9%	3,6%	2,4%	1,2%	4,0%	71,1%	13,4%
	1/09/2021	6,8%	5,8%	6,1%	5,8%	4,4%	2,9%	6,8%	5,8%	6,0%	2,6%
	1/12/2021	4,0%	2,4%	1,9%	1,8%	1,6%	1,3%	4,0%	2,4%	2,5%	1,4%
GCM	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	1,5%	4,9%	1,9%	1,3%	1,0%	0,8%	1,5%	4,9%	1,7%	0,7%
	1/06/2021	1,4%	3,0%	3,3%	2,9%	2,2%	1,2%	1,4%	3,0%	2,7%	1,0%
	1/09/2021	2,6%	1,1%	1,0%	0,7%	0,5%	0,3%	2,6%	1,1%	0,9%	0,3%
	1/12/2021	2,6%	2,1%	2,0%	1,8%	1,3%	1,0%	2,6%	2,1%	1,9%	1,0%
HT	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	4,1%	4,1%	4,2%	4,0%	3,8%	3,1%	4,1%	4,1%	4,1%	2,7%
	1/06/2021	1,8%	3,4%	3,6%	3,1%	2,6%	1,6%	1,8%	3,4%	3,4%	1,4%
	1/09/2021	3,4%	4,9%	5,4%	4,6%	4,0%	2,6%	3,4%	4,9%	5,0%	2,3%
	1/12/2021	3,2%	3,7%	4,0%	3,4%	3,0%	2,2%	3,2%	3,7%	3,7%	2,0%
NS	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	3,4%	2,3%	2,2%	1,8%	1,5%	0,7%	3,4%	2,3%	4,0%	0,5%
	1/06/2021	3,4%	2,0%	1,9%	1,8%	1,4%	0,6%	3,4%	2,0%	1,8%	0,4%
	1/09/2021	3,2%	2,4%	1,8%	1,7%	1,4%	1,0%	3,2%	2,4%	2,6%	0,7%
	1/12/2021	2,2%	4,9%	3,3%	2,7%	2,3%	1,3%	2,2%	4,9%	4,1%	0,6%
ORI	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	2,9%	2,9%	2,5%	2,2%	2,1%	1,6%	2,9%	2,9%	71,2%	13,2%
	1/06/2021	3,5%	4,3%	4,1%	2,9%	2,2%	1,1%	3,5%	4,3%	3,6%	0,9%
	1/09/2021	2,3%	3,7%	3,8%	3,2%	2,5%	1,5%	2,3%	3,7%	15,3%	1,3%
	1/12/2021	3,4%	4,4%	4,5%	3,9%	3,5%	2,3%	3,4%	4,4%	4,3%	1,9%
SAN	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	2,9%	2,8%	2,6%	2,4%	2,0%	1,0%	2,9%	2,8%	2,5%	0,8%
	1/06/2021	2,8%	1,7%	1,5%	1,4%	1,1%	1,0%	2,8%	1,7%	1,5%	1,0%
	1/09/2021	3,9%	2,7%	5,5%	5,2%	4,4%	2,7%	3,9%	2,7%	5,1%	2,3%
	1/12/2021	3,6%	6,0%	5,6%	4,7%	4,1%	2,5%	3,6%	6,0%	5,1%	2,1%
VAL	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
	1/03/2021	2,8%	2,8%	2,4%	1,5%	1,0%	0,9%	2,8%	2,8%	2,0%	0,9%
	1/06/2021	3,9%	3,8%	3,8%	3,5%	3,1%	1,6%	3,9%	3,8%	3,7%	1,3%
	1/09/2021	4,2%	2,5%	2,8%	2,3%	1,8%	1,6%	4,2%	2,5%	2,6%	1,5%
	1/12/2021	3,1%	3,6%	3,8%	3,5%	3,0%	1,9%	3,1%	3,6%	3,6%	1,7%

Respecto a los resultados obtenidos para la velocidad del viento, en la **Tabla 10** se observa que los porcentaje de mejora en los pronósticos son muy variables para todos los escenarios, sin mantener una tendencia o característica representativa en algunos escenarios particulares, así mismo, el modelo no entregó resultados para algunos de los

escenarios simulados, por lo cual, para proyectos eólicos, el uso de fuentes secundarias no permite generar un análisis concluyente de los resultados obtenidos para la serie de datos de velocidad del viento.

Tabla 10. Error de Pronostico para series de Velocidad del viento

Zona	Error de Pronostico VV							Error de Pronostico VV - CREG143 de 2021			
	Dia D	MDA	S1	S2	S3	S4	S5	MDA	S1	S2	S3
ATL	1/03/2021	7,1%	10,1%	10,4%	9,8%	6,9%	5,3%	7,1%	10,1%	10,3%	4,8%
	1/06/2021	17,2%	16,0%	16,1%	7,7%	10,0%	8,0%	17,2%	16,0%	15,9%	7,2%
	1/09/2021	12,4%	12,4%	12,1%	10,8%	8,5%	4,7%	12,4%	12,4%	11,8%	4,6%
	1/12/2021	10,7%	5,5%	5,4%	5,2%	4,0%	1,2%	10,7%	5,5%	5,3%	1,0%
BOL	1/03/2021	4,2%	1,0%	0,4%	0,1%	0,0%	0,1%	4,2%	1,0%	0,3%	0,1%
	1/06/2021	11,4%	13,0%	12,7%	7,0%	5,4%	3,9%	11,4%	13,0%	10,6%	3,5%
	1/09/2021	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	1/12/2021	8,4%	8,4%	8,0%	6,7%	5,5%	2,0%	8,4%	8,4%	7,6%	1,2%
GCM	1/03/2021	10,9%	10,4%	19,4%	18,1%	14,8%	10,3%	10,9%	10,4%	22,4%	10,4%
	1/06/2021	20,6%	8,8%	7,3%	5,8%	5,1%	3,3%	20,6%	8,8%	6,3%	2,9%
	1/09/2021	49,2%	12,8%	12,4%	12,4%	13,7%	11,5%	49,2%	12,8%	12,3%	10,4%
	1/12/2021	27,5%	25,9%	25,7%	12,6%	10,5%	5,7%	27,5%	25,9%	41,9%	11,4%

6.2 Tiempo de ejecución de simulaciones

la **Tabla 11** muestra el tiempo que se destinó para la realización de cada una de las simulaciones, resaltando las diferencias en tiempo promedio para cada una de las variables, lo anterior teniendo en cuenta que, cada una presenta características de estacionalidad diferentes las cuales se pueden observar en **Figura 14**, **Figura 15** y **Figura 16**, principalmente evidenciada en GHI, en donde en parte del día su medida es Cero, normalmente para la ubicación geográfica de Colombia, entre las 6:30pm y 5:30am. Como se mencionó con anterioridad, la mayor irregularidad en la estacionalidad se observa más en la Velocidad del viento **Figura 15**, ocasionando un mayor tiempo de ejecución del modelo de pronóstico y en algunos casos la imposibilidad de obtener el pronóstico, esto también debido a la calidad de la base datos, ya que por ejemplo para el caso de las zonas Oriente y Norte de Santander las medidas de velocidad del viento en NREL presentaban

valores muy bajos e inusuales para un proyecto eólico, entre 0 y 1m/S, para lo cual el modelo no arrojo resultados en el pronóstico.

Tabla 11. Tiempo empleado en las simulaciones

<i>Tipo de serie de tiempo</i>	<i>Tiempo prom. por simulación en Rstudio</i>	<i>Cantidad de simulación</i>	<i>Tiempo Total</i>
GHI	7 minutos	392	45,7 hr
Temperatura	28 minutos	392	182,9 hr
Velocidad del viento	42 minutos	84	58,8 hr

Capítulo 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La propuesta de modernización del MEM planteada por la CREG 143 de 2021, es muy necesaria para mejorar las condiciones de operación del mercado, entre otras razones porque actualmente, para plantas PNDC no hay una asignación clara de responsabilidades respecto a las desviaciones en los compromisos de despacho, pues el operador del mercado es el que tiene que entrar a realizar el respectivo balance sin que se realice ningún tipo de penalización para el generador, esto traslada a la demanda los costos generados por el cambio de redespacho. Por consiguiente, tanto la inclusión al despacho de plantas PNDC y la introducción de los mercados intradiarios, pueden contribuir a la reducción de este desbalance, dado que, al existir compromisos vinculantes, exige al generador ser más preciso en sus compromisos de despacho.

Tanto para el modelo de mercado propuesto en el presente estudio, como para el escenario de la CREG propuesto en la resolución 143 de 2021, se presentó en un 80% mejoramiento en los pronósticos de compromisos del despacho, para la sesión MID No.1, esto gracias a que entre la sesión MDA y la MID No.1 existe casi un día completo de mediciones del recurso, por lo cual representa mayores datos de entrada al modelo de pronóstico. Para las otras dos sesiones del modelo de la CREG, sólo en el 34% de los casos hubo mejoras en los compromisos, por lo cual no son sesiones que mejoren los pronósticos para los proyectos FNCER. Respecto al modelo propuesto en el presente estudio, adicional a la sesión MID No.1, sólo se presenta un mejoramiento considerable en la sesión No.4, mejorando los compromisos en el 63% de los casos de estudio. Por lo cual, con el objetivo de establecer un impacto positivo para de las sesiones intradiarias respecto a los proyectos FNCER despachados centralmente, se recomienda la incorporación de una sesión adicional a las estructuradas por la CREG, cuya franja de casación sea entre las 8 y 9am y su periodo por cubrir sea a partir de las 12am.

La variabilidad del recurso energético para los proyectos solares y eólicos es un factor muy relevante en la generación de pronósticos acertados para establecer los compromisos vinculantes del despacho de energía, por lo cual, es importante contar con herramientas o modelos de predicción bastante precisos, así como también, se recomienda contar con series de datos de fuentes primarias tomadas en sitio, que permitan reducir aún más el error de los pronósticos respecto los calculados con datos de fuentes secundarias. En este sentido presta gran relevancia la incorporación de los mercados intradiarios para los proyectos FNCER, dado que, al existir gran incertidumbre en el comportamiento de las variables de tiempo, es oportuno contar con sesiones intradiarias que permitan corregir dichos compromisos.

El modelo ajustado en el presente estudio se comportó adecuadamente para las series de datos analizadas tanto de GHI como de temperatura, entregando valores de pronóstico en todos los casos. Sin embargo, los errores medios absolutos medidos para GHI superan los valores esperados por debajo de los desvíos actuales de despacho del sistema. Por su parte la variable de temperatura que presenta una correlación alta con el GHI, presenta valores de error más óptimos, por lo cual, dicha correlación se puede aprovechar para la estructuración de un modelo estadístico multivariado, que permita en su ejecución la iteración de estas dos variables.

La característica de estacionalidad de las variables es fundamental para la correcta ejecución de un modelo de predicción, esto debido a que, por ejemplo, la velocidad del viento al mostrar la mayor irregularidad en la estacionalidad de las series de datos analizadas no sólo generó los mayores tiempos de simulación, si no que arrojó resultados con mayor grado de error en ciertos escenarios. No obstante, los proyectos eólicos al representar en total una capacidad instalada futura del 20% respecto a la totalidad de los proyectos FNCER, deben contar con modelos de predicción aún más precisos, dadas las dificultades generadas en sus pronósticos.

Finalmente, este estudio concluyó desde el punto de vista técnico y operativo, la posibilidad de implementar una sesión intradiaria adicional, que permite a los generadores de fuentes variables mejorar sus compromisos de generación, pero también, abre la puerta a futuras investigaciones que puedan analizar desde un punto de vista económico las implicaciones de implementar sesiones intradiarias adicionales. Así mismo, como se mencionó anteriormente invita a generar nuevos trabajos, que generen modelos de predicción multivariados que permitan integrar distintas variables estacionarias de manera simultánea.

REFERENCIAS

- [1] CREG, “Documento CREG-114 de 2021- Anexo de la resolución CREG 143 de 2021,” Aug. 22, 2022.
- [2] Congreso de Colombia, “Ley-143.” Bogotá, Colombia, pp. 1–17, 1994.
- [3] Comisión de Regulación de energía y GAS (CREG), “Resolución CREG 112 de 1998.” Sep. 29, 1998.
- [4] Comisión de Regulación de energía y GAS (CREG), “Resolución CREG 027 de 2016.” Mar. 06, 2016.
- [5] Comisión de Regulación de energía y GAS (CREG), “Resolución CREG 060 de 2019.” Jun. 20, 2019.
- [6] MME, “Misión de la Transformación Energética,” 2020.
- [7] Jefatura del Estado, “Ley 54/1997,” *BOE*, 1997. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-25340
- [8] J. Gallego and M. Victoria, “Entiende el Mercado Eléctrico,” 2012.
- [9] OMIE, “25 años de mercado eléctrico, un orgullo para todo el sector energético en España,” pp. 1–8, 2023.
- [10] Jefatura del Estado, “Ley 54/1997,” *BOE*, 1997. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-25340
- [11] OMIE, “Mercado de Electricidad.” <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad> (accessed Jun. 07, 2023).
- [12] MIBEL, “Mercado Ibérico de la Electricidad – MIBEL,” *MIBEL*. https://www.mibel.com/es/home_es/ (accessed Jun. 11, 2023).
- [13] Jefatura del Estado, “Ley 24 de 2013 del Sector Electrico,” *BOE*, 2013. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>
- [14] M. para la transición ecológica y el reto Demográfico, “Estructura del Sector,” *Energía Eléctrica*. <https://energia.gob.es/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx> (accessed Jun. 11, 2023).
- [15] M. de I. y Energía, “Real Decreto 2019 de 1997,” *BOE*, 1997. <https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-27817>
- [16] OMIE, “Mercado de Electricidad.” <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad> (accessed Jun. 08, 2023).

- [17] ENDESA, “Mercado Eléctrico,” *El Mercado Eléctrico*. <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/el-mercado-electrico> (accessed Jun. 11, 2023).
- [18] Alberto Carbajo, “Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema,” *Revista Economía Industrial*, vol. 364, pp. 55–62, 2007.
- [19] UPME, “Información para estudios de conexión Proyectos Clase 1,” *30_03_2023_CONEXIONES_CON_CAPACIDAD_ASIGNADA*, Mar. 30, 2023. <https://app.upme.gov.co/InfoEstudiosConexion/Home/Login> (accessed Mar. 29, 2023).
- [20] IDEAM, “Información geográfica de datos abiertos del IDEAM_Capa de Irradiación global horizontal medio diario anual 2014,” 2014. <http://www.ideam.gov.co/capas-geo>
- [21] IDEAM and UPME, “Atlas de velocidad promedio del viento a 10 metros de altura (m/s),” 2015. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html> (accessed Jun. 11, 2023).
- [22] UPME, “Asignación de capacidad Proyectos clase 1,” 2023. <https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/Asignacion-Capacidad-Proyectos-Clase-Uno.aspx> (accessed May 14, 2023).
- [23] CNO and Universidad de los Andes, “Protocolo: verificación y medición de series históricas para cálculo de ENFICC en plantas solares fotovoltaicas .” Feb. 09, 2018.
- [24] Jeffrey S. Racine, *Reproducible Econometrics Using R*, vol. 1. New York, 2019.
- [25] Eduardo Lorenzo, *Ingeniería Fotovoltaica*, Primera., vol. III. Sevilla: Universidad Politécnica de Madrid, 2014.
- [26] Universidad Distrital Francisco José de Caldas and Región Central RAPE, “Potencial Solar Fotovoltaico en la Región Central,” Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2020.
- [27] Corficolombiana, “Actualidad del sector energético Colombiano,” Feb. 2023. Accessed: Feb. 27, 2023. [Online]. Available: <https://investigaciones.corficolombiana.com/documents/38211/0/Informe%20Sectorial%20Sector%20Electrico%2024012023%20VF.pdf/6f0862d8-aacb-40fd-cc3e-0c95916bceba>

APÉNDICE

Líneas de código tipo, para pronóstico de GHI

Se describen las líneas de código estructuradas para la simulación de pronósticos de series de tiempo de Velocidad del viento, para una de las series aleatoriamente escogida; al final del código se describe la gráfica obtenida para dicho pronóstico, con el fin de mostrar el comportamiento estacional de dicha variable.

```
attach(ZANT_ene_MDA)

#Convertir a objeto de Serie de Tiempo
ZonaANT.tsMDA=ts(ZANT_ene_MDA$`GHI`, frequency = 144,
start=c(1,1))

# 144 es el numero de mediciones por día en la muestra
plot(ZonaANT.tsMDA, type="l", lty="solid", col=3,
      main="GHI, Sesión MDA - Cierre 08:00 hrs, día D-1",
      xlab = "No. de días",
      ylab = "GHI (W/m2)")
grid() #. MDA_BD-ZANT_ene 1300x400
serielogMDA=log(ZonaANT.tsMDA)
adf.test(ZonaANT.tsMDA)

#Ejecutar modelo Autorregresivo ARIMA
MDA=auto.arima(ZonaANT.tsMDA)
MDA
summary(MDA)
errorMDA=residuals(MDA)

#Pronostico MDA= enero 01 de 2021, Despacho 00:00 a 23:59
pronosticoMDA=forecast::forecast(MDA,h=240)
min(pronosticoMDA[["lower"]])
max(pronosticoMDA[["upper"]])
plot(pronosticoMDA, type="l", lty="solid",col=3,
      main="Z Ant: Pronostico MDA= GHI, enero 01 de 2021, Despacho
00:00 a 23:59",
      xlab = "No. de días",
      ylab = "GHI (W/m2)")
grid() #. Pr_ZANT_MDA_ene. 1300x400
write.xlsx(pronosticoMDA, "Pr_MDA_ZANT_ene.xlsx")
```

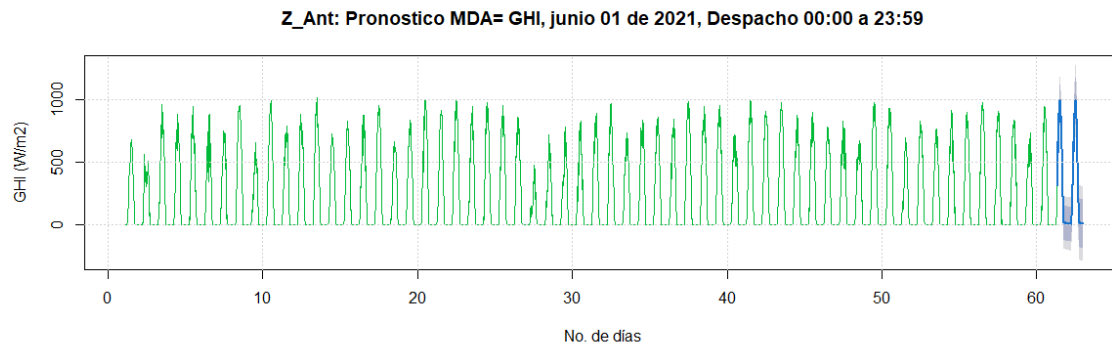


Figura 14. Pronóstico para una serie de tiempo de GHI

Líneas de código tipo, para pronóstico de Velocidad del Viento

Se describen las líneas de código estructuradas para la simulación de pronósticos de series de tiempo de velocidad del viento para una de las series aleatoriamente escogida; al final del código se describe la gráfica obtenida para dicho pronóstico, con el fin de mostrar el comportamiento estacional de dicha variable.

```
attach(ZBOL_mar_MDA)

#Convertir a objeto de Serie de Tiempo
ZonaBOL.tsMDA=ts(ZBOL_mar_MDA$`Vel_Viento`, frequency = 144,
start=c(1,1))

# 144 es el numero de mediciones por día en la muestra
serielogMDA=log(ZonaBOL.tsMDA)
adf.test(ZonaBOL.tsMDA)

#Ejecutar modelo Autorregresivo ARIMA
MDA=auto.arima(ZonaBOL.tsMDA)
MDA
summary(MDA)
errorMDA=residuals(MDA)

#Pronostico MDA= marzo 01 de 2021, Despacho 00:00 a 23:59
pronosticoMDA=forecast::forecast(MDA,h=240)
min(pronosticoMDA[["lower"]])
max(pronosticoMDA[["upper"]])
plot(pronosticoMDA, type="l", lty="solid",col=3,
      main="Z_Ant: Pronostico MDA= Vel_Viento, marzo 01 de 2021,
      Despacho 00:00 a 23:59",
      xlab = "No. de días",
      ylab = "Vel_Viento (W/m2)")
grid() #. Pr_Vel_Viento_ZBOL_MDA_mar. 1300x400
write.xlsx(pronosticoMDA, "Pr_Vel_Viento_MDA_ZBOL_mar.xlsx")
```

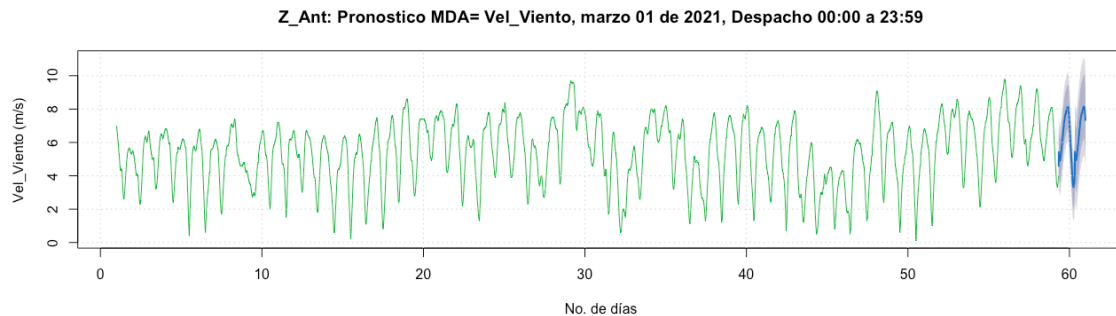


Figura 15. Pronóstico para una serie de tiempo de Velocidad del Viento

Líneas de código tipo, para pronóstico de Temperatura

Se describen las líneas de código estructuradas para la simulación de pronósticos de series de tiempo de temperatura para una de las series aleatoriamente escogida; al final del código se describe la gráfica obtenida para dicho pronóstico, con el fin de mostrar el comportamiento estacional de dicha variable.

```
attach(ZANT_mar_MDA)

#Convertir a objeto de Serie de Tiempo
ZonaANT.tsMDA=ts(ZANT_mar_MDA$`Temperature`, frequency = 144,
start=c(1,1))

# 144 es el numero de mediciones por día en la muestra
plot(ZonaANT.tsMDA, type="l", lty="solid", col=3,
      main="Temperature, Sesión MDA - Cierre 08:00 hrs, día D-1",
      xlab = "No. de días",
      ylab = "Temperature (W/m2)")
grid() #. MDA_BD-ZANT_mar 1300x400
serielogMDA=log(ZonaANT.tsMDA)
adf.test(ZonaANT.tsMDA)

#Ejecutar modelo Autorregresivo ARIMA
MDA=auto.arima(ZonaANT.tsMDA)
MDA
summary(MDA)
errorMDA=residuals(MDA)

#Pronostico MDA= marzo 01 de 2021, Despacho 00:00 a 23:59
pronosticoMDA=forecast::forecast(MDA,h=240)
min(pronosticoMDA[["lower"]])
max(pronosticoMDA[["upper"]])
plot(pronosticoMDA, type="l", lty="solid",col=3,
      main="Z_Ant: Pronostico MDA= Temperature, marzo 01 de 2021,
Despacho 00:00 a 23:59",
```

```
xlab = "No. de días",  
ylab = "Temperature (W/m2)"  
grid() #. Pr_ZANT_MDA_mar. 1300x400  
write.xlsx(pronosticoMDA, "Pr_MDA_ZANT_mar.xlsx")
```

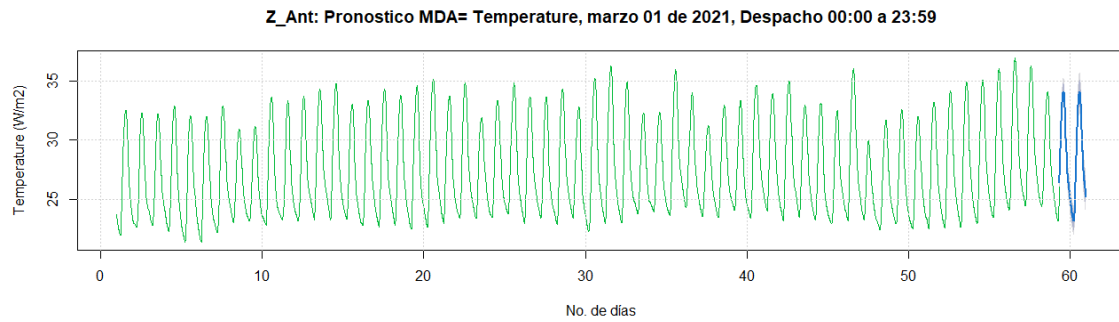


Figura 16. Pronóstico para una serie de tiempo de temperatura