

Un método probabilístico dinámico para determinar la reserva para regulación secundaria de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia con alta integración de generación eólica y solar

A dynamic probabilistic method to determine the reserve for secondary frequency regulation in electric power systems with high integration of wind and solar generation

Recibido: junio 12 de 2025 | Revisado: junio 18 de 2025 | Aceptado: junio 20 de 2025

JAVIER MARTIN ARACAYO MENDOZA¹

RESUMEN

El crecimiento acelerado de la generación eólica y solar ha introducido una considerable variabilidad e incertidumbre en la operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), desafiando los métodos tradicionales de dimensionamiento de reservas operativas. Este artículo presenta un método probabilístico dinámico basado en la convolución de funciones de distribución de probabilidad, orientado a estimar con mayor precisión la reserva requerida para la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) en contextos con alta penetración de fuentes renovables intermitentes. El enfoque propuesto emplea series históricas con resolución media horaria de demanda eléctrica, generación eólica y solar, aplicando una técnica de convolución discreta para combinar sus distribuciones de probabilidad respectivas. A diferencia de métodos convencionales, esta metodología permite estimar reservas diferenciadas según la hora del día y el tipo de día (laborable o no laborable), mejorando la precisión y eficiencia del sistema. La validez del método fue evaluada utilizando datos del sistema eléctrico peruano, demostrando su escalabilidad y adaptabilidad a otros contextos. Los resultados evidencian mejoras significativas en el dimensionamiento y distribución de la RSF, lo que contribuye a una operación segura, eficiente y confiable de los SEP modernos.

Palabras clave: Generación eólica y solar, método probabilístico dinámico, convolución, regulación secundaria de frecuencia, sistema eléctrico de potencia, demanda

ABSTRACT

The rapid growth of wind and solar generation has introduced significant variability and uncertainty into the operation of electric power systems (SEP), challenging traditional methods for sizing operating reserves. This article presents a dynamic probabilistic method based on the convolution of probability distribution functions, aimed at accurately estimating the reserve required for Secondary Frequency

¹ Universidad Nacional de Ingeniería.
Lima - Perú

Autor de correspondencia:
javier.aracayo.m@uni.pe

© Los autores. Este artículo es publicado por la Revista Campus de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de San Martín de Porres. Este artículo se distribuye en los términos de la Licencia Creative Commons Atribución No-Comercial – Compartir-Igual 4.0 Internacional (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>), que permite el uso no comercial, distribución y reproducción en cualquier medio siempre que la obra original sea debidamente citada. Para uso comercial contactar a: revistacampus@usmp.pe.

<https://>

Regulation (RSF) in contexts with high penetration of intermittent renewable sources. The proposed approach employs historical time series data with half-hour resolution for electricity demand, wind generation, and solar generation, applying a discrete convolution technique to combine their respective probability distributions. Unlike conventional methods, this methodology allows for differentiated reserve estimation according to the hour of the day and the type of day (weekday or non-weekday), enhancing the precision and operational efficiency of the system. The validity of the method was assessed using data from the Peruvian power system, demonstrating its scalability and adaptability to other systems with increasing renewable energy participation. The results show significant improvements in the sizing and allocation of SFR, contributing to a more secure, efficient, and reliable operation of modern power systems.

Keywords: Wind and Solar Generation, Dynamic Probabilistic Method, convolution, Secondary Frequency Regulation, Electric Power System, demand

Introducción

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) desempeñan un rol fundamental en la producción de electricidad requerida para satisfacer la demanda de los diversos sectores de consumo nacional y regional. El crecimiento continuo de la demanda eléctrica y la creciente integración al SEP de centrales de generación eólica y solar (IRENA, 2024), (United Nations, 2023), plantean desafíos significativos en la adecuada operación y planificación de estos sistemas (Constantin, 2017). En ese sentido, la regulación de la frecuencia se convierte en un elemento crítico para garantizar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

El aumento de la generación eólica y solar, caracterizada por su intermitencia y variabilidad (IRENA, 2024), ha llevado a una mayor variabilidad en la frecuencia de la red eléctrica y por consiguiente a un posible incremento en las necesidades de reservas (Hirth & Ziegenhagen, 2015), (Maurer, Krahl, & Weber, 2009). Para solucionar este problema es esencial contar con reservas adecuadas de potencia activa para la regulación secundaria de

frecuencia (RSF). La RSF tiene como principales objetivos: establecer el respaldo de la regulación primaria de frecuencia (RPF), restaurar la frecuencia del sistema hacia su valor nominal en caso de desequilibrios que llevaron a la actuación de la regulación primaria y, restaurar flujos de interconexión entre áreas. (CREG, 2018).

De los antecedentes de investigación y aplicaciones se verifican propuestas de métodos dinámicos para dimensionar reservas debido a la creciente integración eólica y solar; a diferencia de los métodos determinísticos, los métodos probabilísticos dinámicos varían las necesidades de reserva dependiendo de las condiciones del SEP manteniendo un riesgo constante a lo largo de la operación (Hirth & Ziegenhagen, 2015), (Bucksteeg, Niesen, & Weber, 2015), (Holtinen, Milligan, & Ela, 2012).

En casos como el Perú, la reserva para RSF se dimensiona con un método probabilístico de errores de previsión, calculado de forma anual para bloques horarios y por adición de factores (Procedimiento Técnico N° 22, 2020). La

cuota eólica y solar actual es del 10% y se estima un 30% para el año 2030 (PT COES, 2023); donde las reglas actuales para determinar reservas por demanda se mantienen, mientras que en otros casos para determinar reservas para generación eólica y solar consideran métodos probabilísticos dinámicos como el de

ajuste ponderado (ME & PSR, 2019).

Bajo ese contexto, se revisó los antecedentes bibliográficos y se elaboró la Tabla 1, la cual resume los métodos para determinar reservas, y a partir de ella se propone un método alternativo para determinar la reserva para RSF.

Tabla 1

Métodos existentes y formas de cálculo para determinar la reserva para RSF

Métodos para determinar RSF	Forma de cálculo de factores	Descripción del Método	Referencias
Determinístico clásico	--	Método ampliamente utilizado antes de la penetración de generación renovable, basado en una formulación matemática empírica para determinar RSF.	Ibrahim Nassar, 2011 ENTSOE, 2023
Probabilístico de Errores de Previsión	Adición de factores	Método utilizado por el operador del Sistema Eléctrico Peruano, basado en los errores de previsión de factores.	PR-22 COES
Probabilístico de Errores de previsión y variaciones intrahorarias	Convolución de factores	Método que aplica convolución de factores (desconexión de la unidad más grande, demanda, generación eólica y generación solar) para determinar RSF y RTE. Este método es utilizado por los operadores del Sistema Eléctrico Alemán, Países Bajos, WECC EE.UU., Quebec, CEN Chile, entre otros.	Hirth y Ziegenhagen, 2015 Holtinen, Milligan y Ela, 2012 Coordinador Eléctrico Nacional, 2022
Probabilístico dinámico de Errores de previsión y variaciones intrahorarias	Convolución de factores	Método probabilístico dinámico, que calcula las funciones de distribución de probabilidad y por convolución determinar las reservas para una semana operativa.	S. del Rosario and C. Orillaza, 2023
Probabilístico dinámico de Variabilidad de ajuste ponderado	Adición de factores	Método probabilístico dinámico de ajuste ponderado que captura la variabilidad de la generación renovable, el resultado obtenido se adiciona a la RSF determinada con el método probabilístico.	ME y PSR, 2019 Morais, Pérez y Soares, 2019

El método propuesto combina el método probabilístico dinámico de variabilidad formulado por ME-PSR (ME & PSR, 2019) y Morais (Morais, Perez, & Soares, 2019), y el método probabilístico de convolución de funciones (Hirth

& Ziegenhagen, 2015), (Holtinen, Milligan, & Ela, 2012) y (S. del Rosario & C. Orillaza, 2023). Consiste en analizar la información histórica de los factores participantes para determinar sus correspondientes perfiles medio horarios,

desviaciones medio horarias y variaciones medio horarias consecutivas, para luego calcular sus funciones de distribución de probabilidades y aplicar apropiadamente la convolución de funciones que llevan al dimensionado de la reserva objetivo.

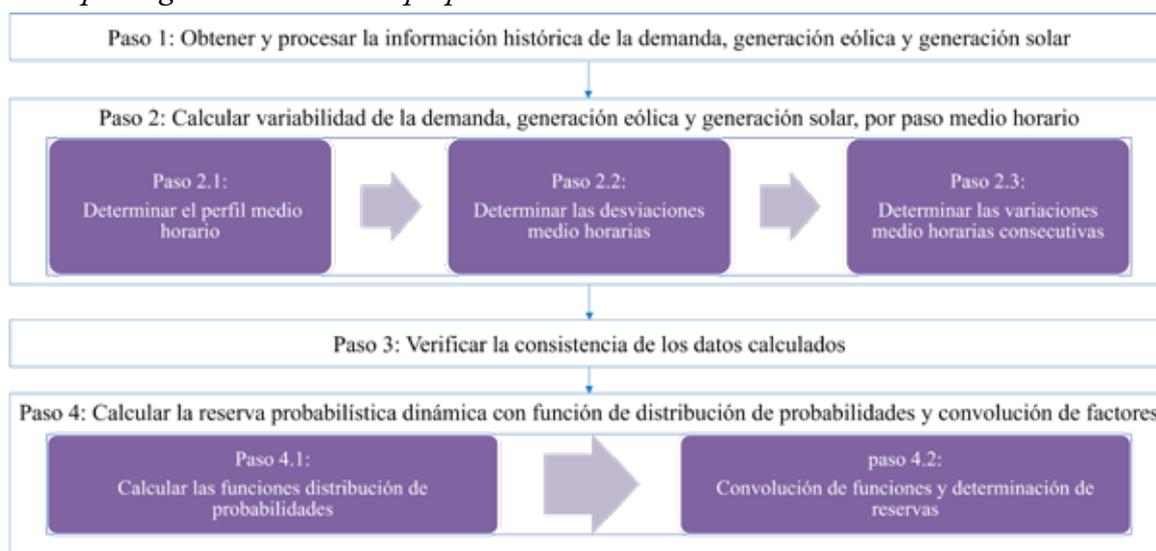
Este trabajo amplía su aplicación agrupando la información histórica de los factores según la hora y días laborables y no laborables, con la finalidad de obtener reservas mejor distribuidas por días característicos. Para todos los casos se realizan sensibilidades de estimación de reservas con información histórica desde un año hasta cinco años. Se destaca que esta serie de pasos fue automatizada con programación en Python, logrando minimizar tiempos de respuesta.

Método propuesto para determinar la reserva para RSF

En la Figura 1 se resume el proceso

propuesto de dimensionado de reserva para RSF. El método probabilístico dinámico consiste en determinar el perfil medio horario promedio de cada uno de los factores participantes con información histórica serial de uno hasta cinco años; luego se determina el conjunto de desviaciones medio horarias con respecto al perfil medio horario promedio de cada factor participante; seguidamente se determina las variaciones no previsible entre horas consecutivas para cada serie (variabilidad) y para cada factor participante; posteriormente se estiman las funciones de distribución de probabilidad para cada serie y factor participante; finalmente por convolución se obtiene la reserva probabilística dinámica para RSF tanto para subir como para bajar. Para el tratamiento de datos y proceso de cálculo se ha elaborado una estructura de programación en lenguaje Python tal que ha permitido minimizar el tiempo de respuesta.

Figura 1
Descripción general del método propuesto



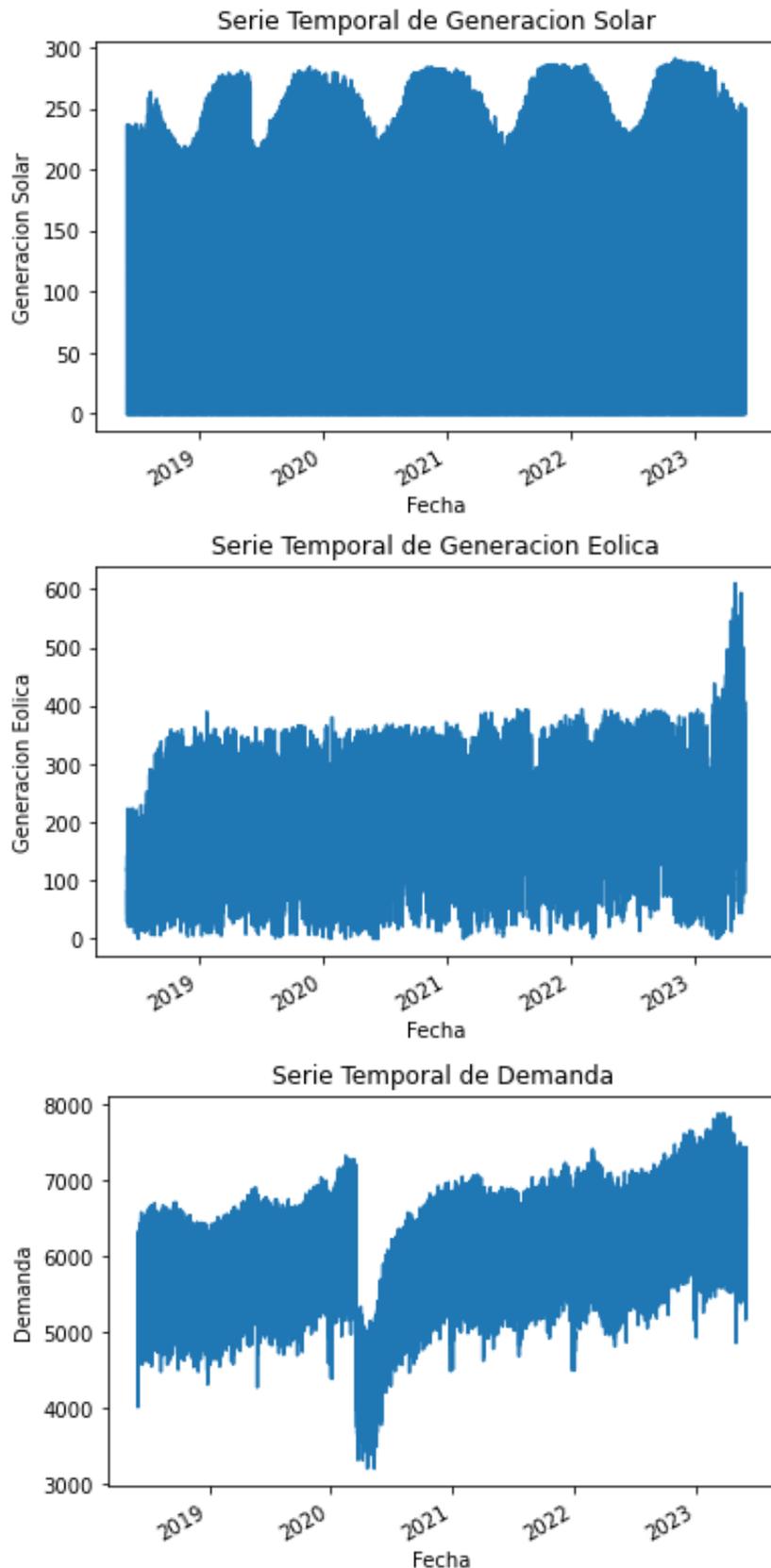
Obtención y Procesamiento de Datos

La resolución de datos es medio horaria (cada 30 minutos) y puede cubrir

varios años consecutivos de los factores (demanda, generación eólica y generación solar), en este caso en la Figura 2, se muestra información histórica de cinco años.

Figura 2

Series de tiempo demanda, generación eólica y generación del 01.06.2018 al 31.05.2023. (COES, Portal Web del COES, 2023)

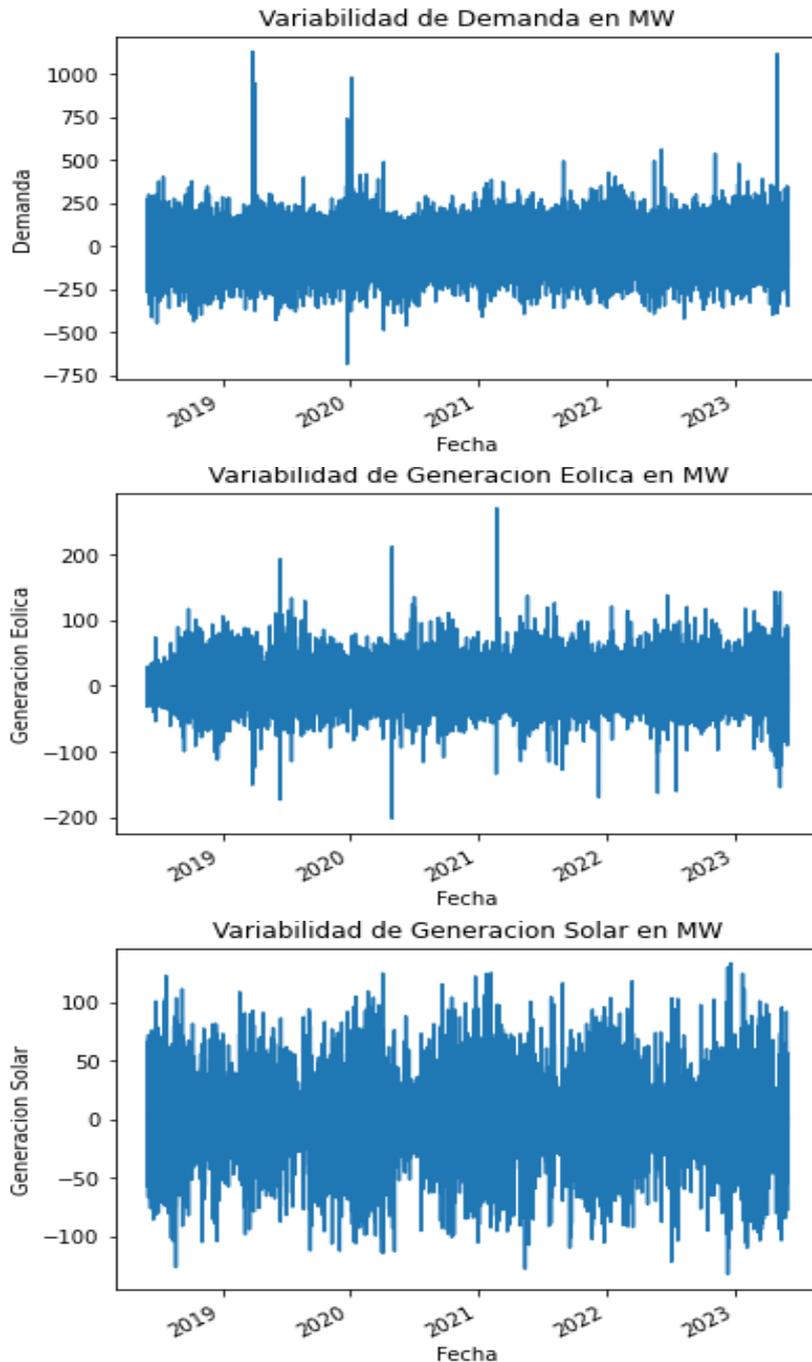


Determinación de la variabilidad de los factores

Se calcula la variabilidad de los factores demanda, generación eólica y generación solar, en términos relativos de la información histórica. En la Figura 3 se muestran la variabilidad de los tres

factores para cinco años en resolución medio horaria, donde se puede observar valores atípicos los mismos que son filtrados a partir de la verificación de la consistencia de datos. Para validar la información se verifica su consistencia utilizando el método de rango intercuartil (IQR) (Oracle, 2023).

Figura 3
Variabilidad de la demanda, generación eólica y solar, del 01.06.2018 al 31.05.2023



Cálculo de la función de distribución de probabilidades de los factores

Para determinar la reserva para RSF se pueden utilizar diversas distribuciones de probabilidad, donde se representen la incertidumbre y variabilidad de la demanda, la generación eólica y generación solar. De acuerdo con las referencias utilizadas en (Hirth & Ziegenhagen, 2015) (Maurer, Krahl, & Weber, 2009) (Holttinen, Milligan, & Ela, 2012), el enfoque común utilizado es la distribución normal o gaussiana, frecuentemente aplicada por su naturaleza de distribución de la variabilidad de sus factores. La función de densidad que corresponde a estas distribuciones de probabilidad, $f(x)$, está dada por:

$$f(x) = \left(\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \right) \quad (1)$$

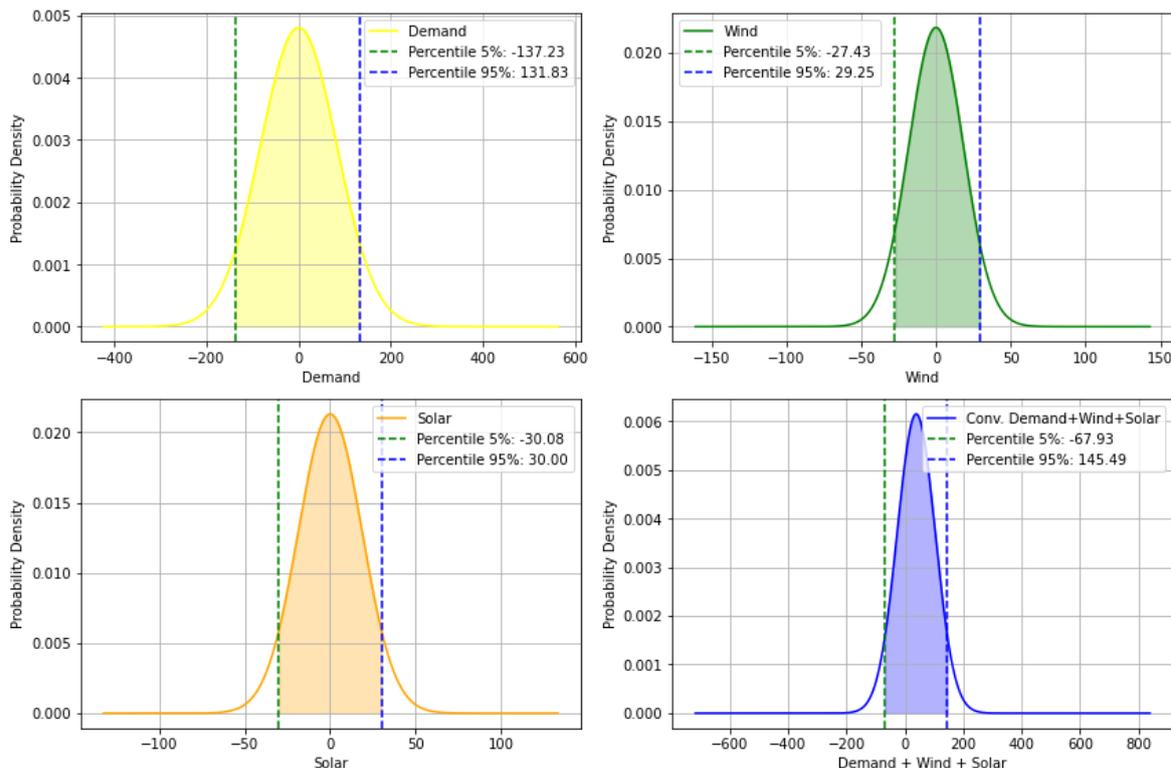
Donde μ es la media, σ es la desviación estándar, x la variable o factor y σ^2 la varianza.

A partir de la estimación de la función de densidad de distribución normal, se obtiene tres conjuntos de funciones de distribución de probabilidades (FDP), que representan a las variabilidades de la demanda, de la generación eólica y de la generación solar por cada media hora del día.

En la Figura 4 se muestran las FDP de variabilidad de la demanda, de la generación eólica, de la generación solar y de la convolución de los tres factores, ello en base a los datos de las operaciones del sistema eléctrico peruano de solamente un año de horizonte histórico (del 01/06/2022 al 31/05/2023).

Figura 4

FDP de variabilidad de la demanda, generación eólica y generación solar y convolución de los tres factores



Método de Convolución

El método de convolución es una técnica matemático-estadística para encontrar la distribución de la suma de dos o más variables aleatorias independientes. Este método es especialmente útil cuando se tienen variables aleatorias cuyos tipos de distribuciones no permiten una combinación simple (Oppenheim &

$$(f * g)(n) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} f(k) * g(n - k) \tag{2}$$

Esto representa la suma del producto de las dos funciones desplazadas y y donde n es el índice de la secuencia resultante.

$$((f * g) * h)(n) = \sum_{m=-\infty}^{\infty} \left(\sum_{k=-\infty}^{\infty} f(k) * g(n - k) \right) * h(n - m) \tag{3}$$

Primero se calcula la convolución de f y g conforme a la ecuación (2), luego se toma el resultado de la primera convolución y se convoluciona con h , y se repite el procedimiento, siendo su formulación matemática la siguiente:

Dentro del contexto de la convolución, es importante tener en cuenta que ésta es una operación matemática que representa la combinación de funciones y , por lo tanto, el resultado puede tener características diferentes a las funciones originales (Llinas, 2023).

Determinación de los requerimientos de reserva para RSF

Dado que cada factor se trata como una variable aleatoria, se emplea la convolución para determinar la FDP. La necesidad de reserva total se deriva de la convolución de las PDF de todos

Schafer, 2010). Asimismo, existen varios tipos de convolución cada una con sus propias aplicaciones y características; para esta investigación se adopta mejor la convolución discreta.

La convolución discreta (Bracewell, 2000) de dos funciones f y g se define como:

En el caso que se requiera realizar la convolución de tres funciones f , g y h , la convolución se realiza en dos pasos:

los factores participantes conforme a la siguiente expresión:

$$f_{RT} = f_d * f_w * f_s \tag{4}$$

Donde, es la FDP de la variabilidad de la demanda, es la FDP de variabilidad de la generación eólica y es la FDP de la variabilidad de la generación solar.

Obtenida la convolución de factores, se requiere definir los márgenes de confiabilidad, para ello se considera niveles de confianza superior al 90% para determinar la reserva de potencia para la RSF tanto para subir como para bajar. Con la finalidad de observar la influencia del tamaño de data histórica sobre la calidad de estimación de la reserva para la RSF, se realizaron estimaciones tomando series históricas en resolución medio horaria de tamaños uno, dos, tres, cuatro y cinco años.

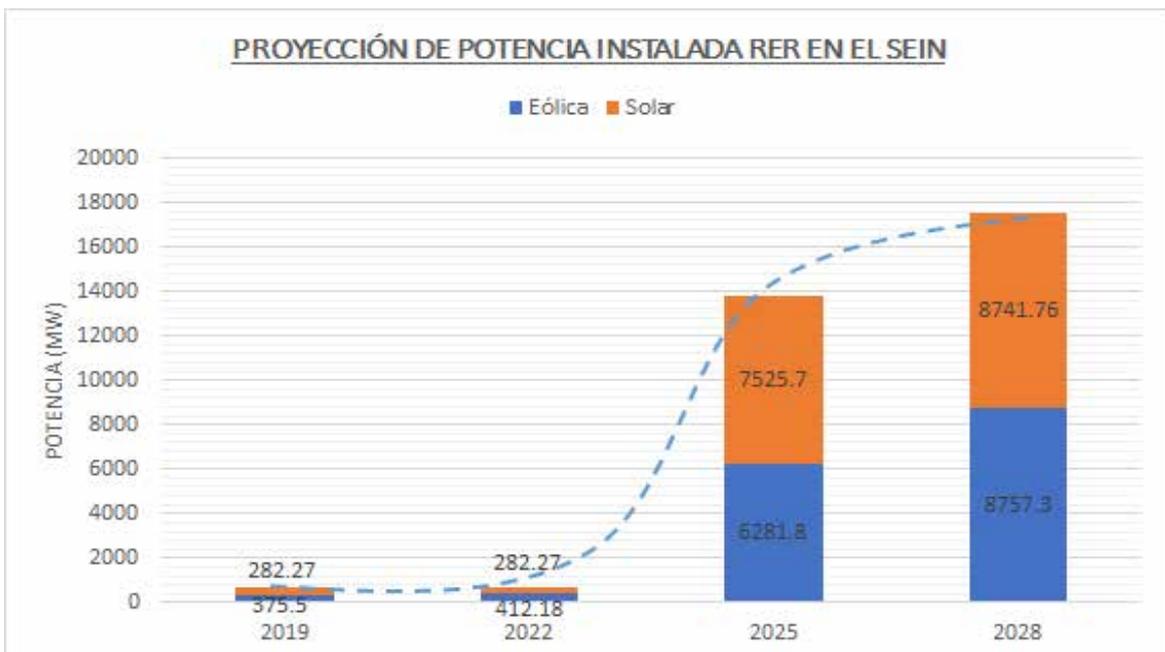
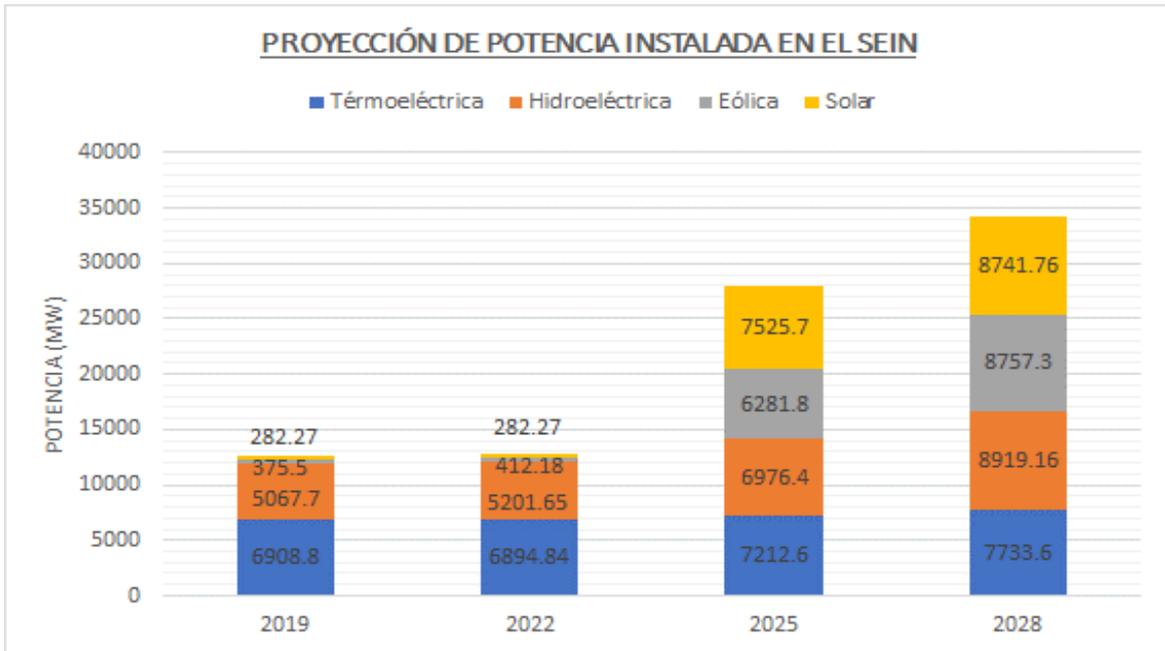
Resultados y Discusión

El sistema eléctrico interconectado peruano (SEIN), cuenta con centrales de generación hidroeléctrica, termoeléctrica, solar y eólica, cuya producción de energía de estas centrales de generación es

retirada por los usuarios libres y regulados mediante la red de transmisión y distribución. Se prevé que el crecimiento del parque generador en los próximos años sea operado en prioridad a base de centrales de generación eólica y solar, conforme se muestra en la Figura 5.

Figura 5

Proyección de Potencia Instalada en el SEIN para los años 2025 y 2028 (COES, Estadística Anual 2022, 2022)



La proyección mostrada en la Figura 5, para los años 2025 y 2028, está basada en los proyectos que actualmente tienen aprobados los estudios de Pre-Operatividad. En el ámbito de los servicios complementarios en el sistema eléctrico peruano, se cuenta principalmente con los servicios de RPF y RSF, regulación de tensión y grupos de arranque rápido por emergencia (DGE, 2005). La RPF es un servicio obligatorio y permanente no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10 MW (DGE, 2005), siendo exoneradas de esta obligación las centrales eólicas y solares

(DGE, 2005). La RSF es un servicio voluntario, remunerado y calificado con el objetivo de equilibrar la oferta y demanda (DGE, 2005), mantenimiento la frecuencia dentro de límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (MINEM, 1997).

En la Figura 6, se muestra los valores de RSF de los últimos ocho años del sistema eléctrico peruano (COES SINAC, 2023), donde se observa su evolución en el tiempo con el ingreso en operación de las centrales de generación eólica y solar.

Figura 6

Ingreso en operación de la generación eólica y solar en el SEIN y RSF entre los años 2017 y 2024. (COES, Portal Web del COES, 2023)



El servicio de RSF es centralizado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) mediante el Sistema de Control Automático de Generación (AGC), cuyo objetivo es mantener la

frecuencia del SEIN y el intercambio neto con otros sistemas en sus valores de referencia (Procedimiento Técnico N° 22, 2020). Existe un AGC primario y uno secundario, ambos configurados de

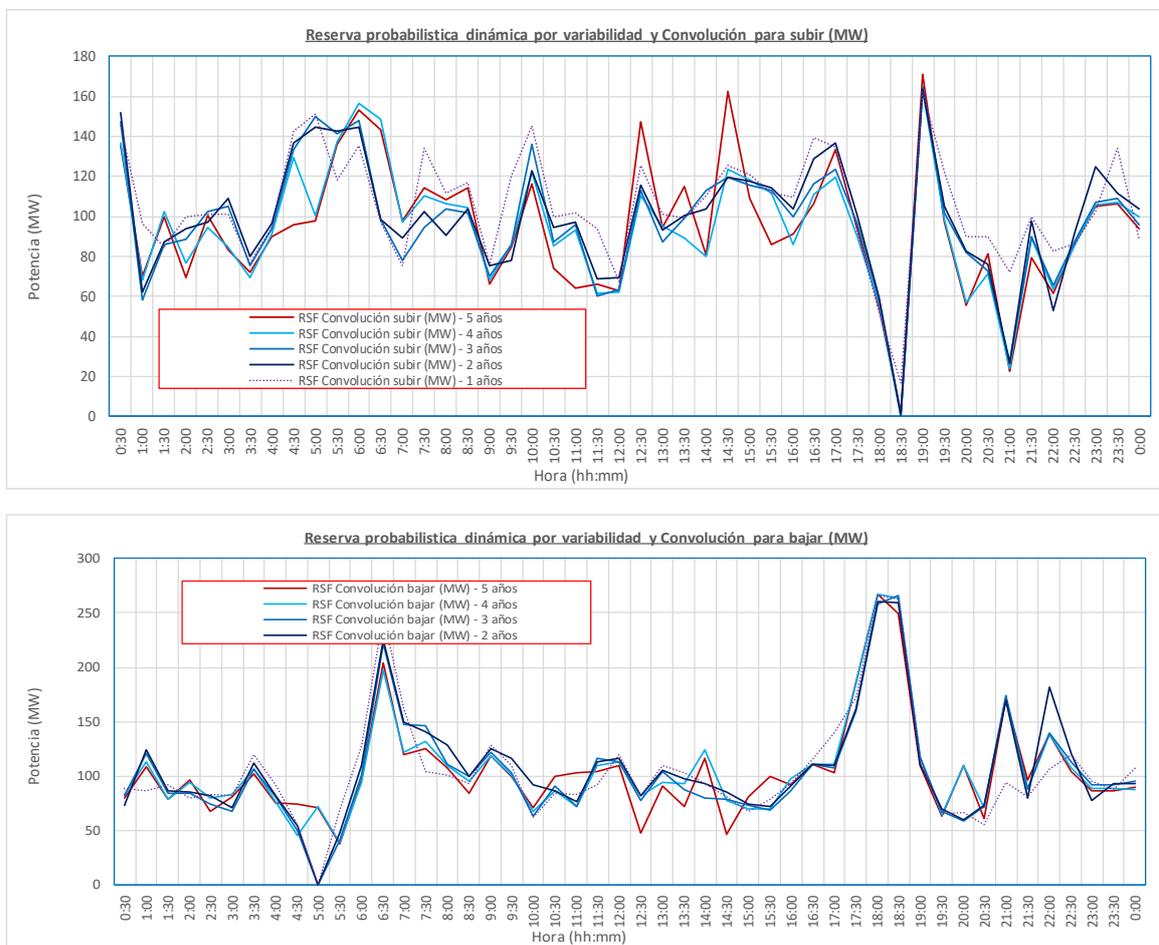
forma idéntica y funcionando en paralelo. El AGC secundario está preparado para tomar el control en cualquier momento (Procedimiento Técnico N° 22, 2020).

Dentro de los resultados de la aplicación de la propuesta, se desarrolla casos para determinar la magnitud de RSF a partir de un día representativo de

la semana, de un día representativo de día laborable y de días de fin de semana (sábados y domingos). También se calculan valores de reserva con información histórica de un año hasta cinco años (del 01.06.2018 al 31.05.2023). Las Figuras de 7 a 10, muestran los resultados de los cálculos realizados.

Figura 7

Reserva probabilística dinámica para subir y para bajar, para un día representativo.



Sobre los valores de reserva calculados y graficados en las Figuras 7, 8, 9 y 10, es fundamental destacar la coherencia obtenida para los distintos casos de uso de datos históricos (de 1 a 5 años). Las variaciones que se aprecian entre unos y otros casos se deben a las tendencias, estacionalidades y cambios presentes en la evolución de la demanda

y la generación renovable. A partir de estos resultados, se recomienda utilizar información histórica de al menos un año, teniendo en cuenta los cambios evolutivos dados por la integración de grandes demandas en el sistema y por la incorporación de nuevas centrales renovables (eólica y solar).

Figura 8

Reserva probabilística dinámica para subir y para bajar para un día representativo de semana laborable.

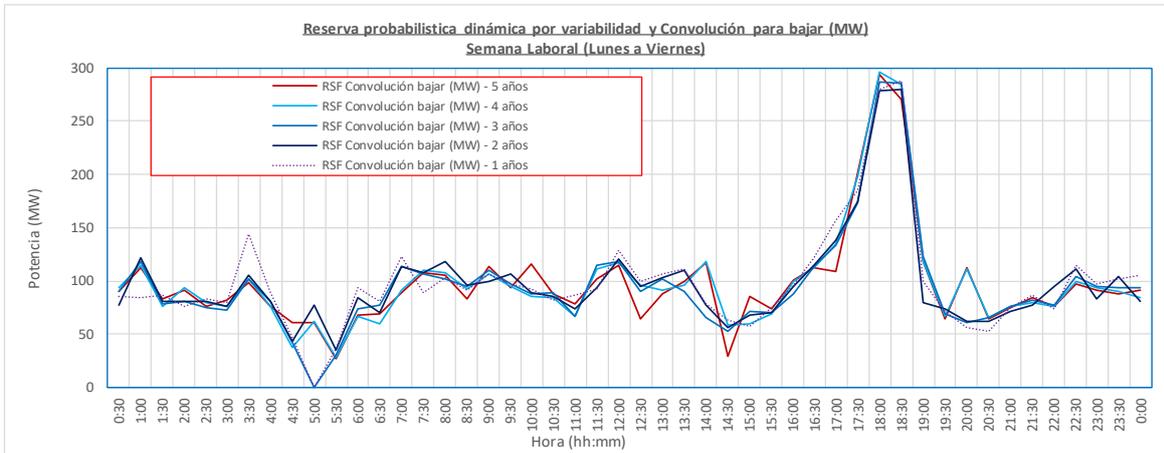
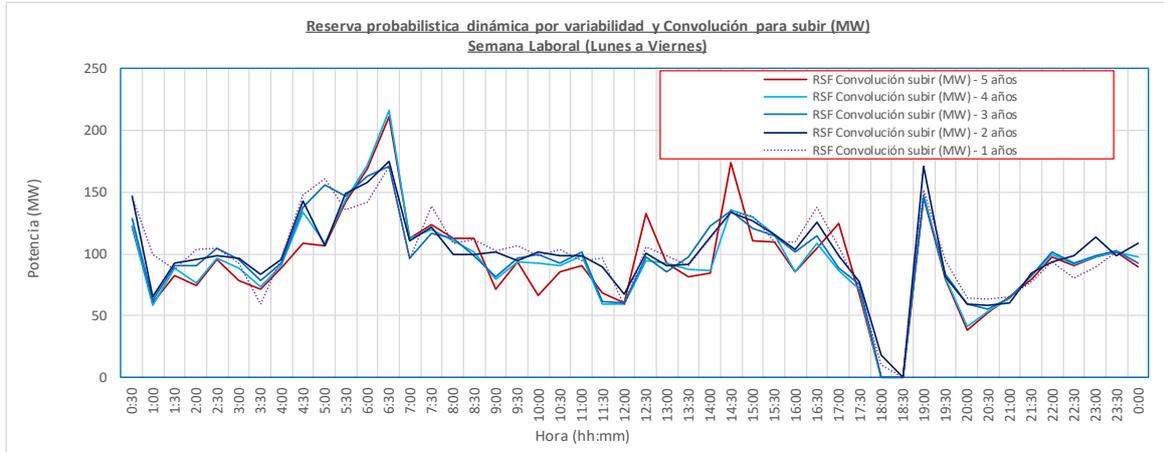
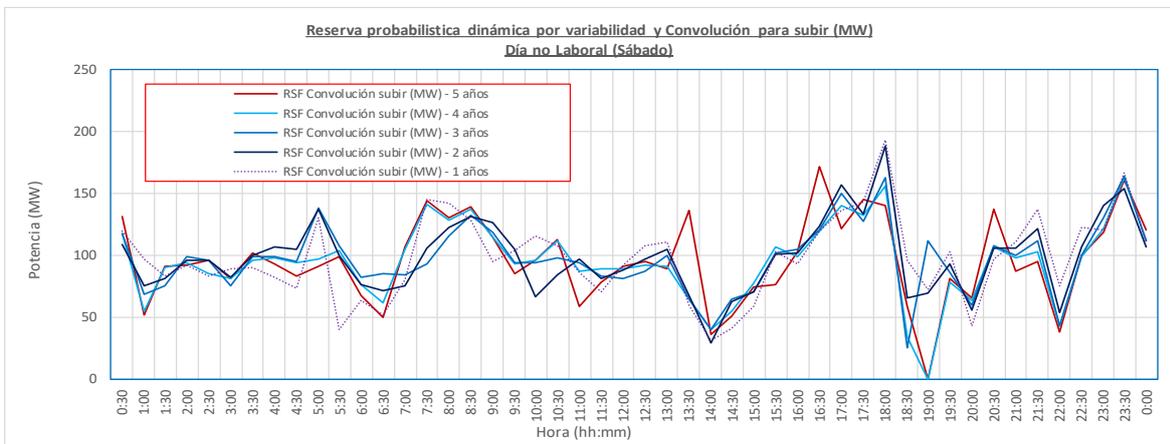


Figura 9

Reserva probabilística dinámica para subir y para bajar para los sábados.



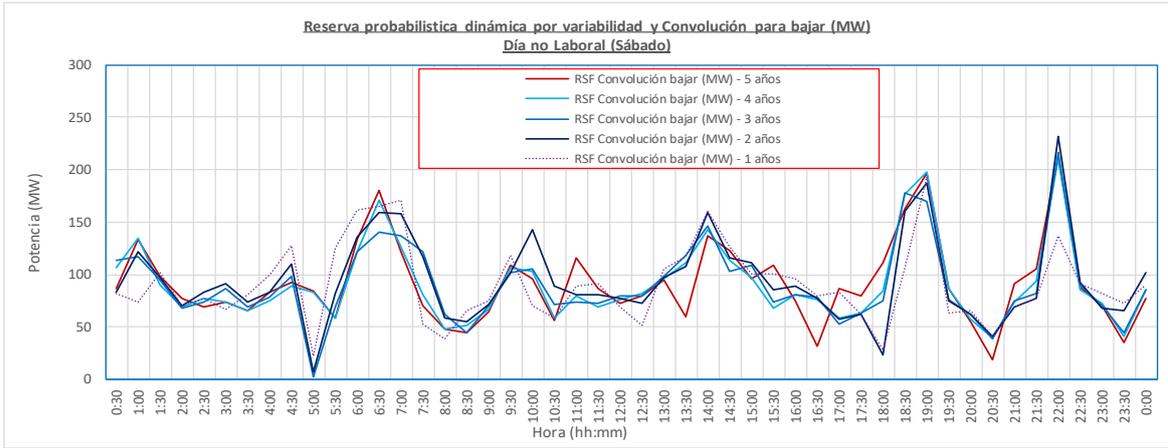
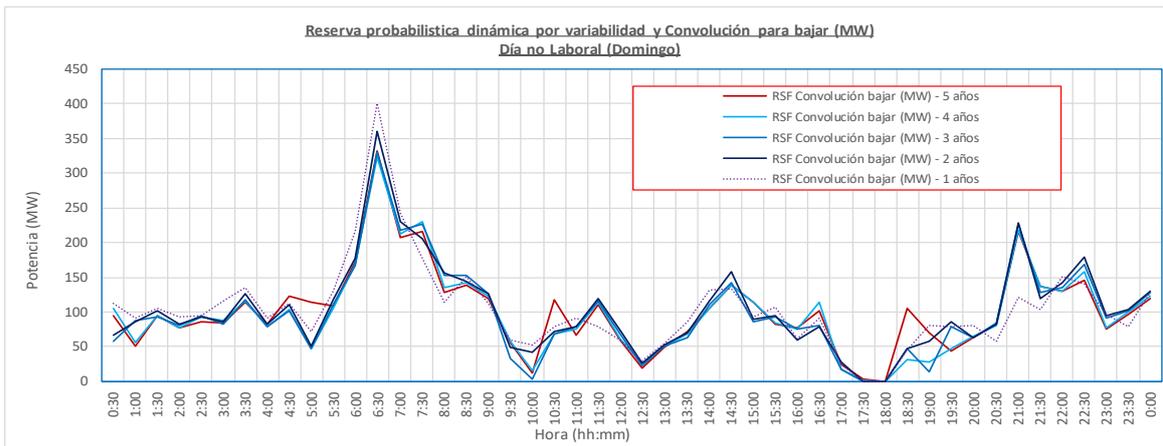
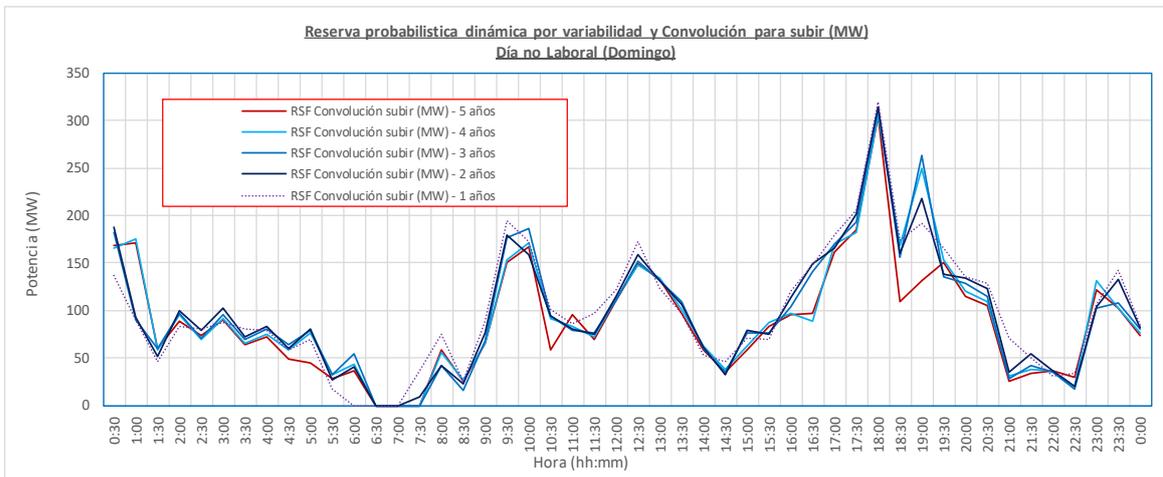


Figura 10
Reserva probabilística dinámica para subir y para bajar para los domingos

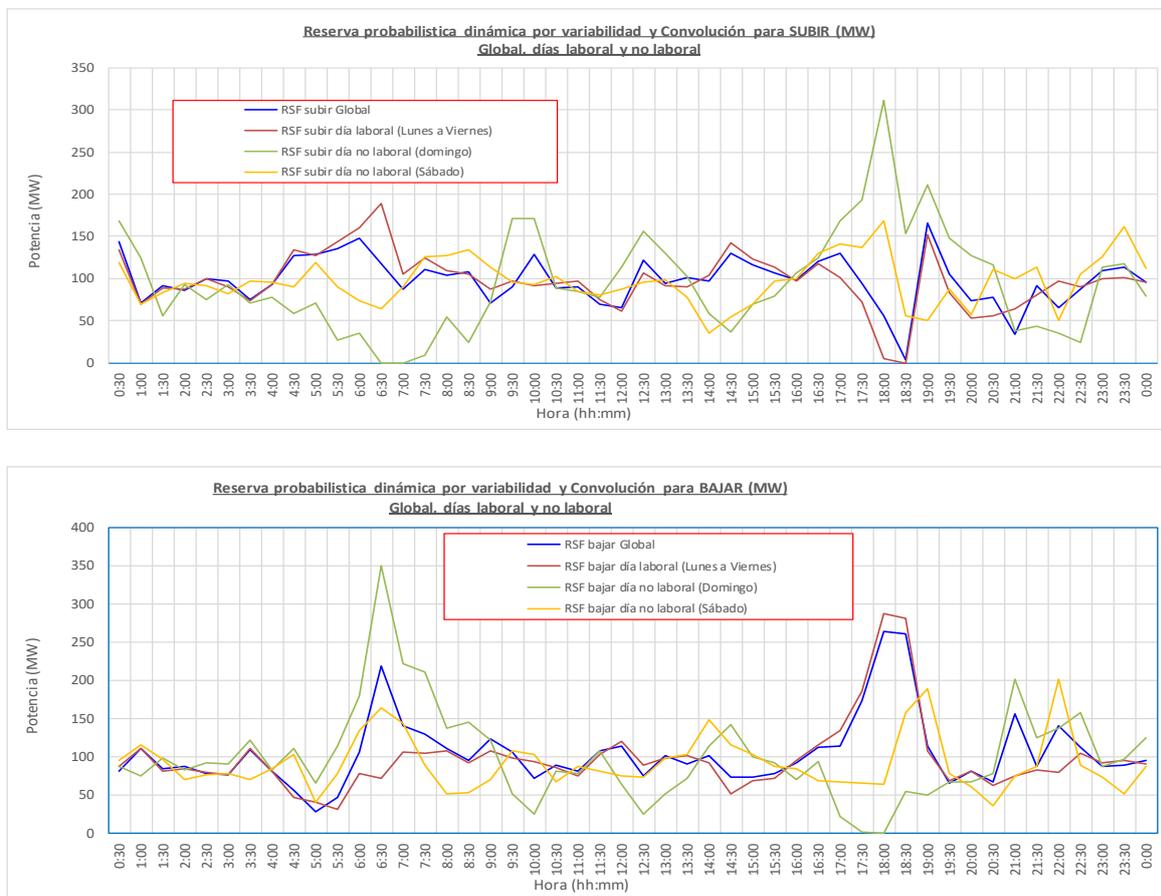


En la Figura 11 se muestra gráficamente las diferencias de requerimientos de reserva probabilística dinámica para subir y para bajar de todos los casos propuestos aplicados al sistema

eléctrico peruano. En ese sentido, se valida la necesidad de aplicar reserva diferenciada para los días de semana (laboral) y para fines de semana (sábado y domingo).

Figura 11

Comparación de requerimientos de reserva probabilística dinámica para subir y para bajar de los casos propuestos



Conclusiones

El método probabilístico dinámico propuesto para determinar la reserva de regulación secundaria de frecuencia es adecuado para el sistema eléctrico peruano, caso en el que está aumentando bruscamente las cuotas de generación solar y eólica. Esta propuesta permite ajustar la reserva de manera más precisa a las necesidades reales del sistema, frente a los procedimientos actuales aplicados, hecho que optimiza los recursos, reduce sobrecostos y mitiga el nivel de riesgo del sistema eléctrico. Esta alternativa puede ser aplicada a otros sistemas eléctricos de países con alta penetración de generación eólica y solar.

Para proyectar apropiadamente la reserva de potencia para RSF, es conveniente utilizar por lo menos un año de data histórica en resolución medio-horaria, para así capturar patrones estacionales, tendenciales y cambios estructurales tanto de la demanda como de la generación eólica y solar. También es esencial proyectar la reserva de manera diferenciada para días laborables y no laborables, con ello se optimiza el uso de recursos y mejora la seguridad operativa del sistema eléctrico frente a las variaciones diarias de los factores.

La estructuración y desarrollo de códigos en programa Python para el análisis de datos y obtención de resultados

en el presente trabajo, han permitido reducir significativamente los tiempos de procesamiento y respuesta, hecho que

viabiliza la aplicación eficaz del método propuesto para cualquier sistema eléctrico de potencia.

Referencias

- Bracewell, R. (2000). "The Fourier Transform and Its Applications". *Mcgraw-Hill International Editions - Electrical Engineering Series*. <https://www.zuj.edu.jo/download/the-fourier-transform-and-its-applications-bracewell-pdf/>
- Bucksteeg, M., Niesen, L., & Weber, C. (2016). "Impacts of Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Techniques on Reserve Requirements and System Costs". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 1408 - 1420. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2555483>
- COES. (2022). "Annual Operating Statistics of the SEIN". *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado*. <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2022>
- COES. (2023). "Annual Study of PR-22 to Determine the SFR of the SEIN". *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado*. <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperacionSEIN#>
- COES. (2023). "Daily Operation Evaluation Reports for the Years 2018–2023". *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado*. <https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/Ieod#>
- Constantin, D. (2017). "Strategies for Provision of Secondary Reserve Capacity to Balance Short-Term Fluctuations of Variable Renewable Energy". *KTH School of Industrial Engineering and Management*. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1152864/FULLTEXT01.pdf>
- CEN. (2022). "Frequency Control and Reserve Determination Study". *Coordinador Eléctrico Nacional*. <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>
- DGE. (2005). "Technical Standard for the Coordination of Real-Time Operation of Interconnected Systems". *Ministerio de Energía y Minas*. <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/BaseLegal/#>
- Di-Avante, & PSR. (2018). "Analysis of Ancillary Services for the National Interconnected System". *Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia*.

- ENTSOE. (2023). “Policy 1: Load-Frequency Control and Performance. European Network of Transmission System Operators for Electricity”. *ENTSOE*. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf
- Hirth, L., & Ziegenhagen, I. (2015). “Balancing power and variable renewables: Three links”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1035-1051. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.180>
- Holtinen, H., Milligan, M., & Ela, E. (2012). “Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power”. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 713-723. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2208207>
- IRENA. (2024). “Tripling Renewable Power by 2030”. *International Renewable Energy Agency*. <https://www.irena.org/Publications/2024/Apr/Tripling-renewable-power-by-2030-The-role-of-the-G7-in-turning-targets-into-action>
- Llinas, H. (2023). “Probability Theory – Probability Distributions”. *RPubs By RStudio*. https://rpubs.com/hllinas/DrIng_DistProb_teoría
- Maurer, C., Krahl, S., & Weber, H. (2009). “Dimensioning of secondary and tertiary control reserve by probabilistic method”. *European Transactions on Electrical Power*. <https://doi.org/10.1002/etep.326>
- ME, & PSR. (2019). “Analysis of the Impact of the Increase in the Share of Non-Conventional Renewable Generation in the SEIN”. *World Bank Group - Korea Green Growth*.
- MINEM. (1997). “Technical Quality Standard for Electric Services”. *Ministerio de Energía y Minas*. <https://www.gob.pe/institucion/minem/colecciones/26481-normas-tecnicas-de-los-servicios-electricos>
- Morais, W., Perez, R., & Soares, A. (2019). “Application of a Generation Expansion Model Considering the Dynamic Probabilistic Reserve Requirement in the Mexican Electric Power System”. *CIGRE*. <https://www.psr-inc.com/es/aplicacion-de-un-modelo-de-expansion-de-la-generacion-considerando-el-requerimiento-de-reserva-probabilistica-dinamica-en-el-sistema-electrico-mexicano/>
- Nassar, I. (2011). “Improvements of Primary and Secondary Control of the Turkish Power System for Interconnection with the European System”. *Universitat Rostock*. https://rosdok.uni-rostock.de/file/rosdok_disshab_0000000607/rosdok_derivate_0000004577/Dissertation_Nassar_2011.pdf
- Oppenheim, A., & Schaffer, R. (2010). “Discrete-Time Signal Processing”. *Prentice Hall*. https://research.iaun.ac.ir/pd/naghsh/pdfs/UploadFile_2230.pdf
- Oracle. (2023). Oracle. <https://www.oracle.com/>

- PR-22. (2020). “Spinning Reserve for Secondary Frequency Regulation”. *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado*. <https://www.coes.org.pe>
- PT COES. (2023). “Update of the Transmission Plan 2023–2032”. *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado - Planificación de la Transmisión*. <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTH#>
- S. del Rosario, E., & C. Orillaza, J. (2023). “Dynamic Sizing of Frequency Control Ancillary Service Requirements for a Philippine Grid”. *IEEE General Meeting Power & Energy Society*. <https://doi.org/10.1109/PESGM52003.2023.10252643>
- United Nations. (2023). “What is renewable energy?”. *United Nations*. <https://www.un.org/en/climatechange/what-is-renewable-energy>