

Impact Analysis of Non-Dispatchable Renewable Energies Penetration in Power System Operational Security

Análisis del Impacto de la Penetración de Energías Renovables no Gestionables en la seguridad operativa de los Sistemas Eléctricos de Potencia

P.S. Castro¹
 0009-0003-2646-2131 J.C. Cepeda¹
 0000-0002-2488-6796
¹Escuela Politécnica Nacional, EcuadorE-mail: pcastroramon@gmail.com, jaime.cepeda@epn.edu.ec

Abstract

This study analyzes the impact of integrating non-dispatchable renewable energy generators into the National Interconnected System (SNI), focusing on the Yanahurcu wind project, which aims to add 52.8 MW of renewable generation to the system. To achieve this, a systematic methodology is proposed, consisting of three sequential and complementary types of analysis. First, a probabilistic power flow analysis is applied to assess the project's ability to contribute energy to the system under various operating conditions. Then, its impact on dynamic security is evaluated through time-domain simulations, considering its reactive power contribution during grid faults. Additionally, a generation adequacy assessment is performed, including key indicators such as the Loss of Load Probability (LOLP) and Expected Energy Not Supplied (EENS), which are essential to determine the system's capacity to meet demand given the integration of non-dispatchable generation blocks. DIGSILENT PowerFactory is used for the electrical studies, allowing the integration of data and modeling of probability density functions. The results enable a proper evaluation of the project's operational security and confirm the effectiveness of the proposed methodology, which could be applied in Ecuador to assess the impact of future renewable energy projects.

Index terms— Non-dispatchable energy, generation adequacy, probabilistic power flows, dynamic security assessment.

Resumen

Este trabajo analiza el impacto de la integración de generadores basados en energías renovables no gestionables en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), con un enfoque en el proyecto eólico Yanahurcu, que propone añadir 52,8 MW de generación renovable al sistema. Para ello, se plantea una metodología sistematizada que realiza tres tipos de análisis de forma secuencial y complementaria. En primer lugar, se aplica un análisis probabilístico de flujos de potencia para evaluar la capacidad del proyecto de aportar energía al sistema bajo diversas condiciones operativas. Luego, se estudia su impacto en la seguridad dinámica mediante simulaciones en el dominio del tiempo, considerando su aporte de potencia reactiva ante fallas en la red. Además, se realiza una evaluación de confiabilidad (generation adequacy), que incluye indicadores como la probabilidad de pérdida de carga y la energía no suministrada, fundamentales para determinar la capacidad del sistema de cubrir la demanda ante la incorporación de bloques de generación no gestionable. Para los análisis eléctricos se utiliza DIGSILENT PowerFactory, lo cual permite integrar datos y modelar funciones de densidad de probabilidad. Los resultados obtenidos permiten una valoración adecuada de la seguridad operativa del proyecto, y comprueban la efectividad de la metodología propuesta, la cual podría implementarse en futuros proyectos en Ecuador para evaluar el impacto de futuros proyectos renovables.

Palabras clave— Energía no gestionable, adecuación de la generación, flujos probabilísticos de potencia, evaluación de la seguridad dinámica.

Recibido: 04-05-2025, Aprobado tras revisión: 04-07-2025

Forma sugerida de citación: Castro, P.; Cepeda, J. (2025). "Análisis del Impacto de la Penetración de Energías Renovables no Gestionables en la seguridad operativa de los Sistemas Eléctricos de Potencia". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue I, Pp. 20-32.

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.710>

© 2025 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)



1. INTRODUCCIÓN

En 2022, el gobierno de Ecuador lanzó una licitación para un bloque de 500 MW de generación renovable. Además, aproximadamente el 60 % de la capacidad instalada en el país proviene de fuentes renovables no gestionables [1]. La variabilidad de estos recursos, como el agua, el viento y la irradiación solar, introduce incertidumbre en la capacidad del sistema para satisfacer la demanda. En este contexto, es fundamental analizar el impacto de los proyectos de generación que dependen de fuentes renovables no gestionables [2].

La creciente penetración de fuentes renovables no gestionables como la solar fotovoltaica y la eólica ha generado un interés significativo en metodologías que permitan evaluar de forma precisa su impacto sobre la seguridad operativa y la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. En este contexto, se han desarrollado diversos enfoques para modelar la incertidumbre e intermitencia de estas fuentes, entre los cuales se destacan los métodos basados en el cálculo de indicadores de adecuación como el LOLP (*Loss of Load Probability*) y el ELCC (*Effective Load Carrying Capability*) [3], [4].

El método ELCC, ampliamente utilizado para estimar la capacidad firme de generación renovable, se basa en mantener constante la confiabilidad del sistema al introducir una unidad no gestionable. No obstante, su aplicación práctica requiere simulaciones extensas de series temporales, y su alcance se limita generalmente al análisis de adecuación de generación, sin abordar su efecto sobre la seguridad operativa ante eventos dinámicos o de contingencia [4], [5].

Por ello, se han desarrollado enfoques más integrales, como los métodos de *Probabilistic Power Flow* (PPF). Técnicas como la simulación Monte Carlo, el método de estimación puntual (PEM), o la expansión en series (*Gram-Charlier*, *Cornish-Fisher*, *Edgeworth*), permiten modelar la variabilidad horaria de la demanda y la generación [6], [7]. Sin embargo, presentan desafíos en cuanto a precisión, convergencia y carga computacional [7].

Recientemente, se ha introducido el *Stochastic Response Surface Method* (SRSM) como alternativa eficiente y precisa. Esta técnica permite representar tanto variables normales como no normales, modelar correlaciones entre entradas estocásticas y estimar distribuciones de potencia sin recurrir a series divergentes, superando limitaciones de PEM y otras [7].

Además, se han propuesto enfoques complementarios que integran modelado de confiabilidad, seguridad dinámica y planificación de expansión con renovables. Por ejemplo, Garver [8] fue pionero en evaluar la confiabilidad de sistemas con generación probabilística, mientras que estudios más recientes como el de Constante-Flores [9] utilizan herramientas como

PowerFactory para validar la operación del sistema bajo escenarios renovables realistas.

El estudio de Jaehnert J.R. [10] introduce el concepto de flexibilidad operativa ante alta penetración renovable en mercados eléctricos, aportando una visión estratégica para mitigar la incertidumbre. A su vez, Kahrobaee y Asgarpoor [11] presentan una evaluación de confiabilidad con energías distribuidas renovables mediante simulaciones en tiempo discreto, lo cual es clave para representar el comportamiento de micro-redes o sistemas con alta generación variable.

Frente a estas metodologías, el presente trabajo propone un enfoque integrado que combina análisis probabilístico del flujo de potencia, simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo y evaluación de confiabilidad (*generation adequacy*), todo ello implementado en *PowerFactory*. Esta aproximación permite valorar de forma más completa el impacto operativo de nuevas plantas renovables, como el proyecto eólico Yanahurcu, incluyendo su contribución al soporte de potencia reactiva y respuesta ante fallas, aspectos que no son considerados por metodologías clásicas como ELCC o LOLP aplicados de forma aislada.

La presencia de recursos primarios no gestionables, como el agua, el sol o el viento, introduce un alto grado de incertidumbre en la operación del sistema eléctrico. Esta incertidumbre hace necesario realizar un análisis probabilístico que permita cuantificar, por un lado, la cantidad de potencia que puede esperarse de las fuentes renovables, y por otro, la capacidad real del sistema para abastecer la demanda en distintos escenarios. Adicionalmente, este tipo de análisis permite determinar cuánta generación debe mantenerse en reserva, de modo que pueda entrar en operación cuando la generación renovable no gestionable no sea suficiente para cubrir la demanda, garantizando así el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad del sistema [11].

El impacto de un proyecto renovable no gestionable debe abordarse desde diferentes perspectivas. A este respecto, es importante mencionar que, actualmente, en Ecuador no existe una metodología formalmente definida para evaluar el impacto de la conexión de un nuevo proyecto de generación renovable no gestionable con características de intermitencia, sino que se continúan realizando los estudios tradicionales predefinidos para generadores sincrónicos. En este sentido, este trabajo propone una metodología sistematizada que realiza tres tipos de análisis de forma secuencial y complementaria, necesarios para evaluar la seguridad operativa del sistema ante la conexión de este tipo de generación.

El primer estudio consiste en un análisis de flujos probabilísticos de potencia, que permite considerar la estocasticidad del recurso primario mediante funciones de distribución de probabilidad. Esto posibilita cuantificar de manera probabilística la generación de potencia de un proyecto, teniendo en cuenta la

variabilidad del recurso, y determinar en qué condiciones el sistema no puede abastecer la demanda [2].

El segundo estudio pretende evaluar la variabilidad del recurso es a través de un análisis de confiabilidad de generación (*generation adequacy*). En sistemas con alta penetración de generación eólica, la variabilidad del viento influye en la capacidad del sistema para satisfacer la demanda. Además, al considerar las funciones de indisponibilidad de las centrales del sistema, la confiabilidad puede medirse mediante indicadores como el LOLP (*Loss of Load Probability*) y el EDNS (*Expected Demand Not Supplied*) [13][14].

Finalmente, el tercer estudio necesario es la evaluación de la seguridad dinámica del proyecto. Con el aumento de centrales de generación basadas en convertidores estáticos de potencia, especialmente en sistemas *grid following* que permiten su integración con la red, pero sin aportar significativamente en la seguridad de la red, es necesario analizar su aporte y comportamiento dinámico durante fallas y contingencias [15]. Esto incluye evaluar su capacidad para proporcionar soporte de voltaje y frecuencia, así como su respuesta ante variaciones abruptas en la demanda o desconexiones inesperadas.

Sobre la base de lo mencionado, en el presente artículo se propone una metodología integral que permite analizar el impacto de las energías renovables no gestionables en la red, centrándose en el proyecto eólico Yanahurcu, de potencia efectiva de 52.8MW, en el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano. El análisis se realizará desde tres enfoques, flujos probabilísticos de potencia, confiabilidad de generación y evaluación de la seguridad dinámica. Para los cálculos y simulaciones, se utiliza el software DIGSILENT PowerFactory. Los resultados obtenidos viabilizan una apropiada valoración de la seguridad operativa del proyecto, permitiendo comprobar la efectividad de la metodología propuesta, la cual podría aplicarse en Ecuador para valorar el impacto de los proyectos renovables futuros.

El resto del artículo se organiza de la siguiente manera: una revisión conceptual es presentada en la segunda sección. En la tercera sección, se presenta la metodología propuesta, mientras que los resultados obtenidos se muestran en la sección cuatro. Finalmente, la sección cinco resume las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

2. MARCO CONCEPTUAL

2.1 Flujos Probabilísticos de Potencia

Los flujos probabilísticos de potencia en sistemas eléctricos analizan la incertidumbre en la generación y demanda de energía, originada por la variabilidad de los recursos renovables y las fluctuaciones en el consumo. Para modelarlos, se emplean técnicas probabilísticas,

como las simulaciones de Montecarlo, que generan múltiples escenarios basados en distribuciones de probabilidad. Estas simulaciones permiten estimar la probabilidad de eventos extremos y evaluar su impacto en la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico [2][16][17].

2.1.1 Funciones de densidad de probabilidad

Las funciones de densidad de probabilidad (FDP) describen la distribución de variables aleatorias y son clave para modelar la variabilidad estocástica de los recursos renovables, como el caudal de los ríos, la velocidad del viento y la irradiación solar, cuya predictibilidad no es determinista. Una FDP representa la probabilidad de que una variable aleatoria continua tome un valor dentro de un rango. Para una variable x , la función $f_X(x)$ debe cumplir dos condiciones [18][19]:

$$f_X(x) \geq 0 \text{ para todo } x \in R \quad (1)$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} f_X(x) dx = 1 \quad (2)$$

Para sistemas de generación eólicos, la distribución que mejor describe la velocidad del viento en la distribución de Weibull [20]. Para las centrales de generación con otro tipo de recursos primarios pueden aproximarse distribuciones como la gamma, normal o distribuciones finitas discretas.

2.1.2 Correlación de funciones de densidad de probabilidad

La correlación entre funciones de densidad o distribución de probabilidad es clave para modelar la interdependencia entre variables aleatorias en sistemas eléctricos. Aunque la correlación de Pearson mide relaciones lineales, en sistemas no lineales o con distribuciones no normales se requieren métodos más avanzados [21]. Para ello, las funciones de cópula permiten modelar dependencias complejas, ofreciendo una representación precisa de la relación entre distribuciones marginales y su estructura de dependencia [22][23]. Estas herramientas son especialmente útiles para modelar la correlación entre distribuciones de Weibull en aerogeneradores cercanos [24].

2.1.3 Método Montecarlo en flujos probabilísticos de potencia

El método de Montecarlo es una técnica de simulación que emplea números aleatorios para modelar incertidumbres en sistemas estocásticos. En flujos probabilísticos de potencia y flujo óptimo de potencia probabilístico, se utiliza para evaluar el impacto de la variabilidad en la generación y demanda de energía. La metodología consiste en generar múltiples escenarios a partir de muestras aleatorias de variables inciertas y realizar análisis de flujo de potencia en cada uno. Al promediar los resultados, se obtiene una estimación robusta del comportamiento del sistema eléctrico bajo condiciones variables [25].



2.2 Adecuación de la Generación en Sistemas de Eléctricos de Potencia

La adecuación de la generación es la capacidad del sistema para satisfacer la demanda considerando la variabilidad de los recursos y la incertidumbre en la disponibilidad de las unidades de generación [25]. Matemáticamente, esta condición se puede expresar como:

$$\sum_{i=1}^n G_i \geq D(t) \quad \forall t \quad (3)$$

Donde:

G_i es la capacidad disponible de la unidad generadora i , $D(t)$ es la demanda del sistema en el instante de tiempo t , n es el número total de generadores del sistema.

Este concepto se basa en la idea de que el sistema debe tener suficientes recursos disponibles para cubrir la demanda máxima, teniendo en cuenta tanto la generación en operación como las reservas para situaciones de emergencia.

2.2.1 Indicadores de la adecuación de la generación

2.2.1.1 Loss of load expectation (LOLE)

Este indicador cuantifica la cantidad de horas o días al año en los que se prevé que la demanda supere la capacidad disponible del sistema, lo que podría resultar en una pérdida de carga [25]. Su definición es la siguiente:

$$LOLE = \sum_{t=1}^k P_t \left(\sum_{i=1}^n G_i < D(t) \right) \quad (4)$$

Donde:

$\sum_{t=1}^k P_t (\sum_{i=1}^n G_i < D(t))$ es la probabilidad de que la capacidad de generación sea menor que la demanda en la hora t (cuando t es discreto, $\Delta t = 1h$).

2.2.1.2 Loss of load probability (LOLP)

Indica la probabilidad de que el sistema no disponga de la capacidad necesaria para cubrir la demanda en un determinado periodo de tiempo [25]. Su expresión matemática es:

$$LOLP = P \left(\sum_{i=1}^n G_i < D(t) \right) \quad (5)$$

Donde:

$P_t (\sum_{i=1}^n G_i < D(t))$ es la probabilidad de que la demanda máxima del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles.

2.2.2 Factores de influyen en la adecuación de la generación

2.2.2.1 Variabilidad de la demanda

La demanda de electricidad varía en el tiempo y en magnitud, con picos que requieren capacidad suficiente para su cobertura [26].

2.2.2.2 Disponibilidad de generadores

Los generadores pueden estar fuera de servicio debido a mantenimientos programados o fallas inesperadas [25]. Por ello, la adecuación del sistema depende de la tasa de indisponibilidad de las unidades de generación, la cual se puede representar como:

$$\text{Indisponibilidad} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (6)$$

Donde:

λ es la tasa de falla del generador y μ es la tasa de reparación de la unidad de generación.

2.2.2.3 Integración de fuentes renovables

Las fuentes de generación renovable, como la solar y la eólica, tienen una variabilidad inherente que dificulta la planificación de la adecuación del sistema. Dado que dependen de condiciones climáticas impredecibles, se requiere el apoyo de generadores de respaldo o sistemas de almacenamiento de energía.

2.3 Respuesta Dinámica de Sistemas de Generación Eólicos Full Converter

La energía eólica es una de las fuentes renovables más importantes a nivel mundial, gracias a su reducido impacto ambiental y los constantes avances tecnológicos. El modelo WECC (Western Electricity Coordinating Council) Tipo 4 es una referencia común para simular las características dinámicas de turbinas eólicas con convertidor completo [27][28]. Detallado en la documentación de WECC y de ESIG, se centra en representar con precisión la interacción entre el generador eólico y la red eléctrica durante eventos transitorios como caídas de tensión, cambios en la frecuencia y desconexiones temporales. El convertidor de las turbinas Tipo 4 desacopla completamente el generador de la red, lo que permite un control mucho más flexible de la potencia y que el parque aerogenerador pueda proporcionar soporte dinámico ante eventos transitorios.

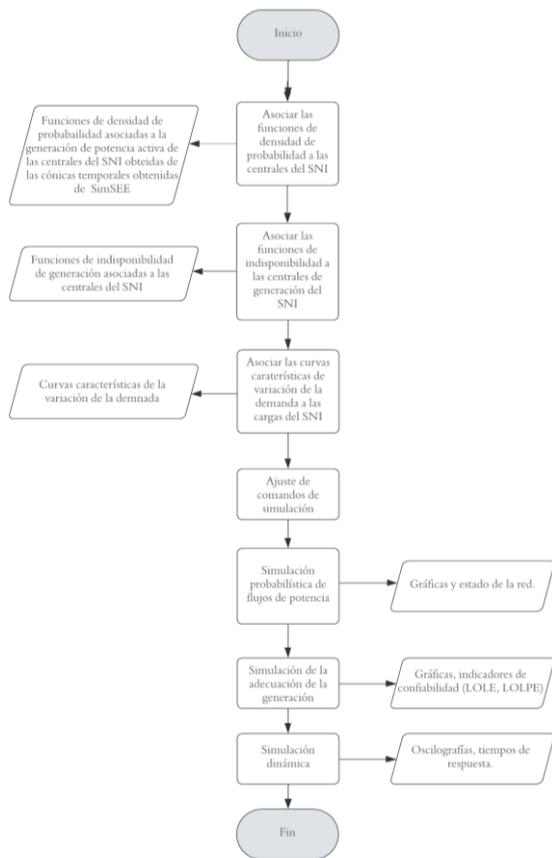


Figura 1: Diagrama de Flujo de la Metodología Propuesta para el Análisis del Impacto de las Centrales Renovables no Gestionables

3. METODOLOGÍA

Para analizar el impacto de la conexión de energías renovables no gestionables en el SNI se propone la metodología mostrada en el diagrama de flujo de la Fig. 1, cuyos subprocesos se describen en esta sección.

3.1 Análisis de Flujos Probabilísticos de Potencia en DIgSILENT PowerFactory

La herramienta *Probabilistic Analysis* de DIgSILENT *PowerFactory* es un paquete de herramientas que permite el análisis de los sistemas eléctricos de potencia considerando la variabilidad en el recurso primario de las centrales de generación renovables no gestionables. El análisis de flujos probabilísticos de potencia requiere que a cada generador con recurso primario no gestionable se le asigne una función de densidad de probabilidad (*PDF* por las siglas en inglés). Estas funciones pueden ser continuas o discretas.

En Ecuador, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) utiliza el software SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica) para planificar el despacho de generación. Esta herramienta aplica simulación dinámica estocástica con el fin de predecir la potencia esperada de las centrales hidroeléctricas de pasada, centrales de energía renovable no gestionable y

generación térmica, permitiendo así coordinar una estrategia de despacho entre varias tecnologías que considere la variabilidad del parque generador. Como resultado, se generan cónicas temporales, que son representaciones matemáticas del espacio de estados futuros de generación a lo largo del tiempo, en función de decisiones y condiciones inciertas como caudales o disponibilidad de recursos. A partir de estas cónicas es posible construir funciones de densidad de probabilidad (*Probability Density Functions*, *PDFs*) discretas y finitas, que representan la distribución estadística de la potencia generada por cada central [12]. En el presente trabajo se utilizan resultados similares, obtenidos mediante el software SimSEE, siguiendo la metodología propuesta en [30]. Al igual que en el caso del SDDP, SimSEE genera estas cónicas temporales que permiten derivar las *PDFs* discretas asociadas a las distintas unidades generadoras. Dichas funciones, generadas por SimSEE se emplean posteriormente en el análisis probabilístico de flujos de potencia.

En el caso de las centrales eólicas, a cada aerogenerador se le puede asociar una función de densidad de probabilidad (*Probability Density Function*, *PDF*) basada en la distribución de Weibull, la cual describe estadísticamente la velocidad del viento. Adicionalmente, es necesario considerar la curva de potencia específica de cada aerogenerador, que relaciona dicha velocidad con la potencia generada. Para las centrales de generación fotovoltaica de gran escala, es posible emplear una *PDF* de tipo normal o una *PDF* finita y discreta que represente directamente la potencia generada por el sistema. Dado que en este estudio las *PDFs* se obtienen a partir de las cónicas temporales generadas por el software SimSEE, se ha optado por asociar funciones de densidad de probabilidad finitas y discretas a las centrales fotovoltaicas utilizadas en el análisis.

Una vez que se han asociado las funciones de densidad de probabilidad (*PDFs*) a las centrales del sistema, es necesario configurar el comando *Probabilistic Analysis* en *PowerFactory*. Este comando se basa en el cálculo de flujo de carga convencional (*Load Flow Calculation*), por lo que debe configurarse previamente el flujo de carga en corriente alterna (*AC Load Flow*) y establecerse los límites de potencia activa y reactiva para cada unidad generadora. A partir de esta configuración, el comando ejecuta una simulación de tipo Monte Carlo, en la que se generan múltiples escenarios aleatorios a partir de las *PDFs* definidas. Si se desea realizar un análisis de flujo de potencia óptimo, es necesario asociar a cada generador su respectiva función de costos, la cual será utilizada durante el proceso de optimización.

3.1.1 Funciones de densidad de probabilidad en PowerFactory

En *PowerFactory*, el objeto que permite vincular a un generador con una *PDF* es de clase **.RndType*. Donde *Type* es el tipo de *PDF* como, por ejemplo, **.RndFinite*,



*.RndWeibull, etc. Las PDFs se crean por *default* en la carpeta *Operational Library* del proyecto. Como ejemplo, en la Fig. 2 y la Fig. 3, se muestran las *PDFs* asociadas al proyecto hidroeléctrico de pasada Pusuno y al proyecto eólico Yanahurcu.

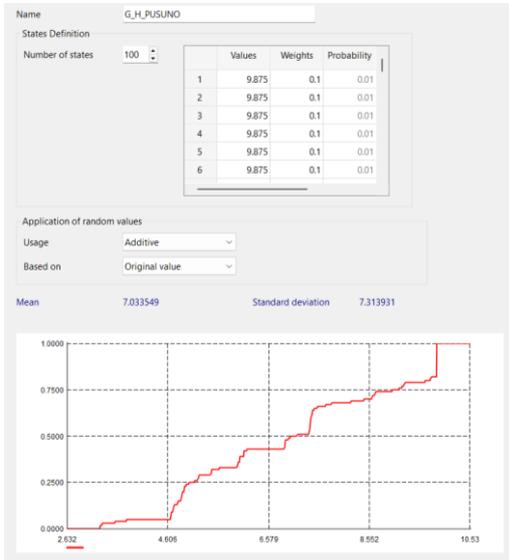


Figura 2: PDF Finita Discreta Asociada a la Producción de Potencia Activa de la Central Pusuno



Figura 3: PDF de Weibull Asociada a la Velocidad del Viento de los Aerogeneradores del Proyecto Eólico Yanahurcu

3.1.2 Correlación de funciones de densidad de probabilidad en PowerFactory

PowerFactory permite modelar la correlación entre funciones de densidad de probabilidad (PDFs) que describen la velocidad del viento en un parque eólico. Esto resulta fundamental para realizar un análisis coherente durante la ejecución de flujos de potencia probabilísticos, ya que las velocidades del viento asociadas a aerogeneradores ubicados geográficamente cerca suelen presentar cierto grado de correlación espacial [13].

Los parámetros que definen las funciones de densidad de Weibull utilizadas para representar el comportamiento del viento en cada aerogenerador fueron obtenidos a

partir de los estudios de prefactibilidad presentados en [30]. La correlación entre estas PDFs se implementa mediante una Elíptica Copula, un objeto disponible en PowerFactory que permite establecer dependencias estadísticas entre distribuciones de Weibull, como se ilustra en la Fig. 4.

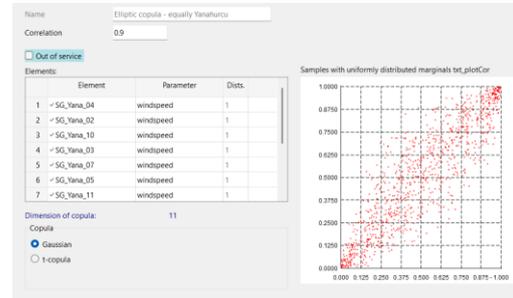


Figura 4: Elíptica Copula de las PDFs Asociadas a la Velocidad del Viento del Parque Aerogenerador Yanahurcu

3.2 Análisis de la Adecuación de la Generación en DigSILENT PowerFactory

Las tasas de indisponibilidad de generación y la variabilidad de la demanda en el SNI permiten calcular la probabilidad de pérdida de carga (*LOLP*) y la cantidad esperada de pérdida de carga (*LOLE*). La intermitencia de las fuentes renovables aumenta la incertidumbre en el balance oferta-demanda, elevando el riesgo de eventos de pérdida de carga si no se gestionan correctamente. Por ello, una evaluación precisa del *LOLP* y *LOLE* es clave para detectar vulnerabilidades y definir estrategias de mitigación.

3.2.1 Adecuación de la generación para generadores eólicos

Para evaluar la adecuación de la generación en el proyecto Yanahurcu y en cualquier proyecto eólico, es necesario activar el *Wind Model*, de la ventana *Generation Adequacy* de cada aerogenerador en *DigSILENT PowerFactory*. Este modelo utiliza la curva de Potencia vs. Viento del aerogenerador y asocia la distribución de Weibull para representar la variabilidad del recurso eólico en la zona, permitiendo estimar con mayor precisión la generación esperada. En la Fig. 5 se presenta la curva Viento Vs. Potencia del aerogenerador y en la Fig. 6 se presenta el ajuste del comando *Generation Adequacy* para una de las unidades del proyecto Yanahurcu.

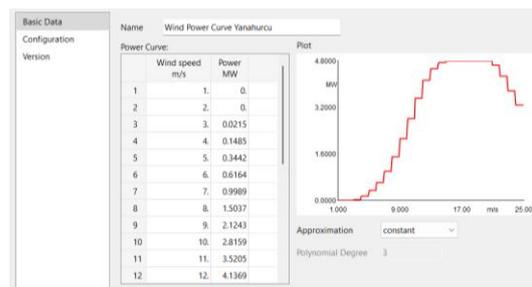


Figura 5: Curva Viento Vs. Potencia de los Aerogeneradores del Proyecto Yanahurcu



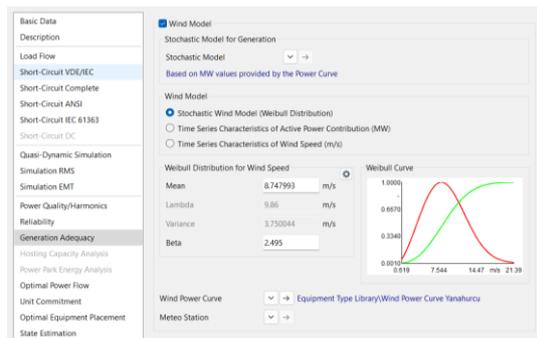


Figura 6: Configuración de la Ventana Generation Adequacy para los Generadores del Proyecto Yanahurco

PowerFactory facilita un análisis detallado de la generación eólica, considerando tanto la capacidad despachable como la incertidumbre del viento. Esto permite cuantificar su impacto en la operación del sistema mediante indicadores clave relacionados con la demanda no suministrada, esto con el objetivo de determinar si la capacidad instalada es suficiente para abastecer la demanda en distintos escenarios.

3.2.2 Tasas de indisponibilidad para centrales del SNI

Para garantizar la coherencia en el análisis de adecuación de la generación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), es necesario conocer la indisponibilidad de las principales centrales. Estos datos, obtenidos de [29], se determinan a partir del historial de salidas de servicio. La indisponibilidad se modela considerando el porcentaje de potencia suministrada al momento de la falla en relación con la capacidad nominal, la probabilidad de ocurrencia y el tiempo medio de restitución del servicio. En PowerFactory, los modelos estocásticos de indisponibilidad se crean en la carpeta *Equipment Type Library* y son objetos del tipo (*StoGen). Como ejemplo, en la Fig. 7 se presenta el modelo estocástico de la generación de la central hidroeléctrica Aگویán.

State	Availability %	Probability %	Duration h	Frequency 1/a	Total Duration h/a
1 State 1	0,	0,	10,	0,	0,
2 State 2	74,13	18,	10,	157,68	1576,8
3 State 3	100,	82,	10,	718,32	7183,2

Figura 7: Modelo Estocástico de Generación de la Central Hidroeléctrica Aگویán.

3.2.3 Variabilidad de la carga en el SNI

El análisis de adecuación de la generación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) requiere considerar la variabilidad de la carga, ya que influye en la confiabilidad y suficiencia del sistema. En PowerFactory, esta variabilidad se modela mediante la función *Time Characteristic*, que permite representar cambios en la demanda según factores como la hora del día, el tipo de jornada y las condiciones climáticas. Para

el presente análisis es se modeló la variación de la demanda de forma diaria durante un año.

Al asignar curvas de duración de demanda basadas en datos históricos y distribuciones normales, se simulan escenarios de alta y baja carga, lo que proporciona una visión más realista del comportamiento del sistema. Este enfoque facilita el análisis probabilístico de los despachos de generación, esencial para la planificación y operación de sistemas con alta penetración de energías renovables variables, como la eólica y la solar. La curva de variación de la demanda porcentual, considerando una distribución normal y una desviación estándar del 3% se presenta en el Fig. 8.

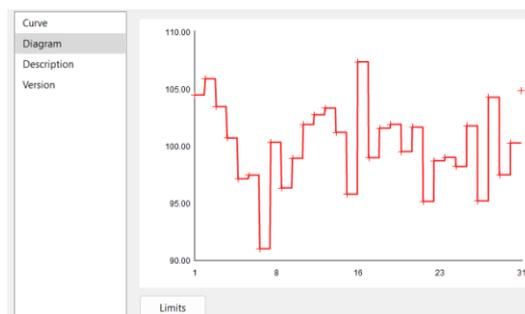


Figura 8: Curva de Variación de la Demanda

3.2.4 Configuración del comando Generation Adequacy

El comando *Generation Adequacy Analysis* de PowerFactory permite evaluar la capacidad del sistema para cubrir la demanda, considerando la incertidumbre en la disponibilidad de generación y la variabilidad de la carga. Basado en el cálculo de flujo de potencia (*Load Flow Calculation*), este análisis utiliza un flujo de potencia DC para estimar la suficiencia del sistema.

Para obtener resultados precisos, es necesario incluir la variabilidad de la demanda y las pérdidas del sistema, que representan aproximadamente un 3.28%. Además, es necesario ajustar el intervalo de tiempo del análisis, es decir, si el caso de estudio está delimitado temporalmente como, por ejemplo, temporada lluviosa demanda máxima, el comando debe ajustarse para analizar los seis primeros meses del año, el horario comprendido entre las 16:00 y las 22:00, solo los días laborales. En la Fig. 9 se presenta la configuración del comando *Generation Adequacy* para el ejemplo antes mencionado.

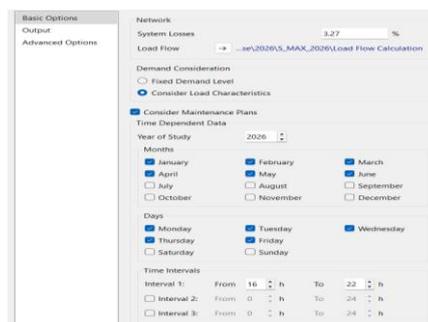


Figura 9: Ejemplo de la Configuración del Comando Generation Adequacy



conexión a la subestación Yanacocha en la barra de 69kV. El diagrama de la modelación eléctrica del proyecto eólico Yanahurcu se presenta en la Fig. 11.

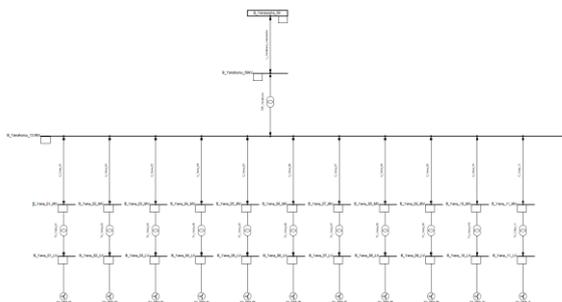


Figura 11: Diagrama de la Modelación Eléctrica del Proyecto Yanahurcu

4.3 Resultados de Flujos Probabilísticos de Potencia (PDFs de Weibull Asociadas a los Aerogeneradores del Proyecto Yanahurcu)

Para determinar la potencia que se espera que genere el proyecto eólico Yanahurcu, se utilizaron las PDFs de Weibull asociadas a la velocidad del viento y la curva Viento Vs. Potencia. Para el resto de las centrales que tienen un recurso primario de tipo estocástico, se asociaron PDFs finitas discretas descritas en [30]. Se ejecutaron 1000 simulaciones Montecarlo de flujos probabilísticos de potencia de los cuales 999 llegaron a la convergencia (efectividad del 99%). Se obtuvieron los siguientes resultados para el escenario de demanda media, temporada seca.

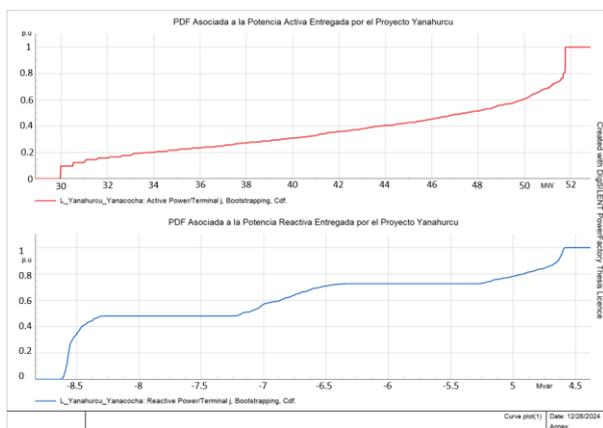


Figura 12: PDFs Asociadas a la Potencia Activa y Reactiva Entregadas por el Proyecto Yanahurcu al SNI. Demanda Media Temporada Seca

Como se observa en la Fig. 12, las funciones de distribución de probabilidad acumulada de la potencia activa y reactiva entregadas al SNI por el proyecto Yanahurcu muestran:

- En promedio se espera que el proyecto inyecte 44MW y 7 MVar al SNI.
- Se espera que solo el 60% de las veces la potencia entregada por el proyecto Yanahurcu supere los 50MW.

4.4 Resultados de la Adecuación de la Generación

Los resultados de la adecuación de la generación se obtuvieron en los escenarios de demanda máxima, esto con el objetivo de tener el escenario más representativo donde más unidades de generación deben entrar en servicio para abastecer la demanda. La Fig. 13 muestra la distribución de probabilidad acumulada de la capacidad de generación disponible y la demanda, representando la capacidad total (línea azul), la capacidad despachable (línea verde) y la demanda total (línea roja). Aunque a simple vista no se observa demanda no suministrada, estas curvas corresponden a funciones de probabilidad acumulada. En sistemas con alta penetración de generación renovable no gestionable, la probabilidad de alcanzar la capacidad estimada puede ser baja.

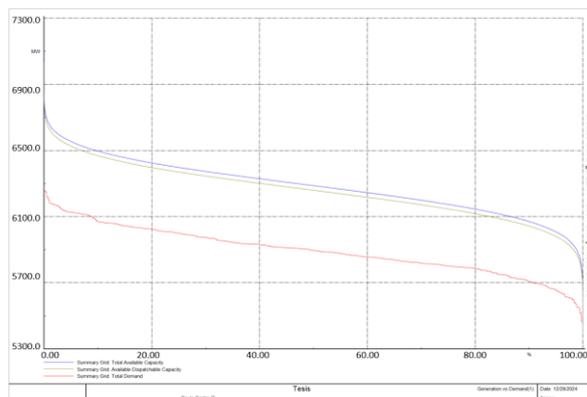


Figura 13: Distribución de Probabilidad Acumulada de la Capacidad de Generación Disponible y la Demanda Total Demanda Máxima Temporada Seca

En la Fig. 14 se observa la PDF a la reserva total de generación en el sistema. A partir del percentil 80 %, se observa un déficit en las reservas, lo que implica una probabilidad de pérdida de carga (LOLP) cercana al 20 %. Este valor supera el límite recomendado por la NERC, cuyo criterio de confiabilidad establece un LOLP de 0.0274 %, equivalente a un evento de pérdida de carga cada diez años [25], [31]. Los resultados muestran el impacto de la generación eólica del proyecto Yanahurcu y otras fuentes renovables no gestionables, resaltando la necesidad de complementar con generación convencional (generación firme o térmica) para garantizar un suministro confiable.

Las gráficas de convergencia obtenidas mediante simulaciones de Montecarlo utilizando el paquete *Generation Adequacy* de *PowerFactory* para los índices de LOLP y DNS se muestran en la Fig. 15.



soporte dinámico de reactivos, lo que ayuda a mejorar el perfil de voltaje en las barras de la zona de influencia, en especial, durante eventos de cortocircuito.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo se presenta una metodología para analizar el impacto del ingreso de generación renovable no gestionable utilizando un análisis probabilístico basado en simulaciones Montecarlo. Debido a la complejidad para obtener resultados de manera determinista, PowerFactory proporciona una visión de la adecuación de la generación que proporciona criterios para planificar el ingreso de energías renovables al sistema y reservas de generación para mantener los indicadores de confiabilidad como el LOLP y DNS dentro de los límites establecidos por la normativa.

Para evaluar la incertidumbre en la generación renovable no gestionable, se pueden realizar simulaciones de flujos probabilísticos de potencia. Esto permite estimar estadísticamente la potencia que un proyecto puede aportar al SNI. Además, el uso del método de Montecarlo con múltiples escenarios ayuda a determinar cuántas veces el sistema no logra cubrir la demanda.

En Ecuador, la alta dependencia de fuentes renovables afecta los indicadores de confiabilidad, como el LOLP, que no cumplen con los límites normativos. Las proyecciones hasta 2026 indican un riesgo elevado de desconexiones de carga, especialmente en la temporada seca. Para mejorar la confiabilidad del SNI, es necesario incorporar generación térmica que aporte firmeza al sistema.

El proyecto Yanahurcu contempla el uso de aerogeneradores con convertidor completo, cuyo comportamiento dinámico ha sido modelado mediante el modelo tipo 4B de la WECC, tal como se especifica en los documentos de prefactibilidad detallados en [30]. Este modelo permite representar adecuadamente la capacidad del parque eólico para brindar soporte dinámico de potencia reactiva ante fallas en su área de influencia. Esto se logra gracias al uso de electrónica de potencia, donde los convertidores estáticos, mediante su sistema de control, pueden inyectar potencia reactiva al sistema eléctrico. La asociación de las funciones de costos a las centrales térmicas del SNI para la simulación de flujos óptimos de potencia probabilísticos y los respectivos resultados serán presentados en futuras publicaciones.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ARCONEL, "Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023," 2023. [Online]. Available: <https://controlelectrico.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/07/Estadistica-Anual-y-Multianual-del-Sector-Elctrico-Ecuatoriano-2023.pdf>. [Accessed 02 02 2025].

[2] S. Salazar, G. C. Campaña, J. S. Yépez y R. P. Aguilar, «Evaluación de la Prospectiva Energética de la microrred Baltra – Santa Cruz usando Flujos de Potencia Probabilísticos,» en 2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), 2022, págs. 1-8. DOI: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939679.

[3] J. A. Caliao and A. F. De Souza, "Incorporating wind power plants in generation adequacy assessment considering the Effective Load Carrying Capability," IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 4, pp. 2084–2092, Nov. 2011.

[4] J. R. Jaehnert, G. Doorman, K. Uhlen, and K. B. Lindberg, "Analysing the effect of wind power forecast uncertainty on system operation for the Nordel system," IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, no. 4, pp. 1644–1653, July 2014.

[5] G. Constante-Flores, G. Ordóñez-Plata, and L. R. Zapata, "Análisis de confiabilidad del sistema interconectado colombiano con integración de fuentes de energía renovables," Revista Facultad de Ingeniería, vol. 89, pp. 9–20, Jan. 2018.

[6] R. Billinton and S. Kumar, "The effect of load forecast uncertainty on reliability assessment," IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, no. 7, pp. 1721–1727, 1984.

[7] Z. Ren, W. Li, R. Billinton, and W. Yan, "Probabilistic Power Flow Analysis Based on the Stochastic Response Surface Method," IEEE Trans. Power Syst., vol. 31, no. 3, pp. 2216–2225, May 2016.

[8] L. L. Garver, "Effective Load Carrying Capability of Generating Units," IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-85, no. 8, pp. 910–919, Aug. 1966.

[9] G. Constante-Flores, G. Ordóñez-Plata, and L. R. Zapata, "Análisis de confiabilidad del sistema interconectado colombiano con integración de fuentes de energía renovables," Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia, no. 89, pp. 9–20, Jan. 2018.

[10] J. R. Jaehnert, G. Doorman, K. Uhlen, and K. B. Lindberg, "Analysing the effect of wind power forecast uncertainty on system operation for the Nordel system," IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, no. 4, pp. 1644–1653, Jul. 2014.

[11] S. Kahrobaee and S. Asgarpour, "Reliability evaluation of distribution systems considering renewable distributed generation," IEEE Trans. Sustainable Energy, vol. 5, no. 4, pp. 1484–1492, Oct. 2014.

[12] V. Cárdenas, D. Echeverría y J. Cepeda, «Determinación de los Modelos Estocásticos de Generación de las Centrales del Sistema Nacional



- Interconectado,» *Revista Técnica .energía*, vol. 12, n.o 1, págs. 84-91, 2016. DOI: 10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.30. dirección: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/30>.
- [13] D. P. Factory, «Probabilistic Analysis,» inf. téc., 2021, User Manual, Gomaringen.
- [14] M. Poncela Blanco, A. Spisto, G. Fulli y N. Hrelja, «Generation Adequacy Methodologies Review,» Publications Office of the European Union, inf. téc. LD-1A-27944-ENC (print), LD-1A-27944-EN-N (online), 2016. DOI: 10.2790/647826(print), 10.2790/054903(online).
- [15] M. Kayikci y J. V. Milanovic, «Assessing Transient Response of DFIG-Based Wind Plants—The Influence of Model Simplifications and Parameters,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n.o 2, págs. 545-554, 2008. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.919310.
- [16] Z. Ren, W. Li, R. Billinton y W. Yan, «Probabilistic Power Flow Analysis Based on the Stochastic Response Surface Method,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, págs. 2307-2315, 2016. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741133.
- [17] G. Carpinelli, P. Caramia y P. Varilone, «Multi-linear Monte Carlo simulation method for probabilistic load flow of distribution systems with wind and photovoltaic generation systems,» *Renewable Energy*, vol. 76, págs. 283-295, 2015. DOI: 10.1016/J.RENENE.2014.11.028.
- [18] T. Chang, «Estimation of wind energy potential using different probability density functions,» *Applied Energy*, vol. 88, págs. 1848-1856, 2011. DOI: 10.1016/J.APENERGY.2010.11.010.
- [19] D. Villanueva, J. L. Pazos y A. Feijóo, «Probabilistic Load Flow Including Wind Power Generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, págs. 1659-1667, 2011. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2096436.
- [20] F. G. Akgül, B. S. enoğ lu y T. Arslan, «An alternative distribution to Weibull for modeling the wind speed data: Inverse Weibull distribution,» *Energy Conversion and Management*, vol. 114, págs. 234-240, 2016. DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2016.02.026.
- [21] P. Schober, C. Boer y L. Schwarte, «Correlation Coefficients: Appropriate Use and Interpretation,» *Anesthesia Analgesia*, vol. 126, págs. 1763-1768, 2018. DOI: 10.1213/ANE.0000000000002864.
- [22] A. Ghosh, S. Ahmed, F. Khan y R. Rusli, «Process Safety Assessment Considering Multivariate Non-linear Dependence Among Process Variables,» *Process Safety and Environmental Protection*, vol. 135, págs. 70-80, 2020. DOI: 10.1016/j.psep.2019.12.006.
- [23] R. Mousavian, C. Lorenz, M. M. Hossainali, B. Fersch y H. Kunstmann, «Copulabased modeling of dependence structure in geodesy and GNSS applications: case study for zenith tropospheric delay in complex terrain,» *GPS Solutions*, vol. 25, 2020. DOI: 10.1007/s10291-020-01044-4.
- [24] G. D'Amico, F. Petroni y F. Prattico, «Wind speed prediction for wind farm applications by Extreme Value Theory and Copulas,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 145, págs. 229-236, 2015. DOI: 10.1016/J.JWEIA.2015.06.018.
- [25] R. Billinton y W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Springer, 1994.
- [26] N. Anwah y R. Okonkwo, «An Appraisal of NEPA's Generation Adequacy to Year 2000,» *Nigerian Journal of Technology*, vol. 14, págs. 35-42, 1990.
- [27] A. Lorenzo-Bonache, A. Honrubia-Escribano, F. Jimenez-Buendia y E. Gomez- Lazaro, «Field Validation of Generic Type 4 Wind Turbine Models Based on IEC and WECC Guidelines,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, págs. 933-941, 2019. DOI: 10.1109/TEC.2018.2875167.
- [28] Energy Systems Integration Group, *Type 4 Generic Wind Turbine Generator Model – Phase II*, Accessed: September 15, 2024, 2024. dirección: <https://www.esig.energy/wiki-main-page/type-4-generic-wind-turbine-generator-model-phase-ii/>.
- [29] V. P. Cárdenas Ulloa, «Análisis de confiabilidad de la generación considerando el ingreso de energías renovables no convencionales en el sistema nacional interconectado del Ecuador,» Tesis de Grado, Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Quito, Ecuador, 2016. dirección: <https://repositoriobe.espe.edu.ec/server/api/core/bitstreams/908bdd75-a943-456c-b74e-aea1c961c93a/content>.
- [30] N. E. Quirola Álava, «Evaluación del impacto de la conexión de energías renovables en la operación de los sistemas eléctricos de potencia: Evaluación de la generación eléctrica que podría inyectar el proyecto eólico durante su vida útil desde una perspectiva estocástica,» Trabajo de Integración Curricular, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Ecuador, 2024.
- [31] North American Electric Reliability Corporation (NERC), *Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America*, NERC Std. [En línea]. Disponible en: <https://www.nerc.com>



Paulo Stéfano Castro Ramón.- Nació en Santo Domingo de los Colorados, Ecuador en el 2002. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en 2025 en la Escuela Politécnica Nacional. Sus campos de interés están relacionados con los sistemas eléctricos de potencia,

confiabilidad de sistemas de potencia, análisis probabilístico e integración de energías no gestionables a los sistemas de potencia.



Jaime Cristóbal Cepeda Campana.- Nació en Latacunga, Ecuador en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005, el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan UNSJ en 2013 y el de Máster en Big

Data de la Universidad Europea Miguel de Cervantes en 2021. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Fue el líder de Investigación y Desarrollo y el Gerente Nacional de Desarrollo Técnico de CENACE entre 2013 y 2021; y el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables entre 2021 y 2022. Actualmente es Profesor Titular de la Escuela Politécnica Nacional, desempeñándose además como investigador y consultor en temas de ingeniería eléctrica, operación, seguridad y control de sistemas de potencia, redes inteligentes, sistemas WAMS y aplicación de ciencia de datos en sistemas de potencia.