



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y
MECÁNICA**

MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES PROMOCIÓN IV

**TRABAJO DE TITULACIÓN, PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE MASTER EN ENERGÍAS RENOVABLES**

**TEMA: “ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LA GENERACIÓN
CONSIDERANDO EL INGRESO DE ENERGÍAS RENOVABLES
NO CONVENCIONALES EN EL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO DEL ECUADOR”**

**AUTOR: CÁRDENAS ULLOA, VERÓNICA PAULINA
DIRECTOR: CEPEDA CAMPAÑA, JAIME CRISTÓBAL**

SANGOLQUÍ

2016



DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA
MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación ***“ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LA GENERACIÓN CONSIDERANDO EL INGRESO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR”*** realizado por la señorita ***VERÓNICA PAULINA CÁRDENAS ULLOA***, ha sido revisado en su totalidad y analizado por el software anti-plagio, el mismo cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, por lo tanto me permito acreditarlo y autorizar a la señorita ***VERÓNICA PAULINA CÁRDENAS ULLOA*** para que lo sustente públicamente.

Sangolquí, 20 de Julio del 2016.



DR. JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA

DIRECTOR

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD



DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA
MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

Yó, **VERÓNICA PAULINA CÁRDENAS ULLOA**, con cédula de identidad N° 1600494551, declaro que este trabajo de titulación ***“ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LA GENERACIÓN CONSIDERANDO EL INGRESO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR”*** ha sido desarrollado considerando los métodos de investigación existentes, así como también se ha respetado los derechos intelectuales de terceros considerándose en las citas bibliográficas.

Consecuentemente declaro que este trabajo es de mi autoría, en virtud de ello me declaro responsable del contenido, veracidad y alcance de la investigación mencionada.

Sangolquí, 20 de Julio del 2016.



VERÓNICA PAULINA CÁRDENAS ULLOA

C.C. 1600494551

AUTORIZACIÓN



DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA
MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

AUTORIZACIÓN

Yo, **VERÓNICA PAULINA CÁRDENAS ULLOA**, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, publicar en la biblioteca Virtual de la institución, el presente trabajo de titulación “**ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LA GENERACIÓN CONSIDERANDO EL INGRESO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR**”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi autoría y responsabilidad.

Sangolquí, 20 Julio del 2016.

VERÓNICA PAULINA CÁRDENAS ULLOA

C.C. 1600494551

DEDICATORIA

Este trabajo investigativo está dedicado, con mucho amor y cariño principalmente a Dios, a mis padres, hermana, sobrinos y a toda la familia Pilco Jácome, quienes han sido parte de mi desarrollo personal y profesional, siendo ellos el camino, ejemplo, dedicación y palabras de aliento. Nunca bajaron la guardia en pos de acompañarme en la travesía de llegar a la meta de cada uno de los objetivos planteados en el viaje de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial al amigo que nunca falla, Dios, por todas sus bendiciones y por concederme la dicha de ver hecha realidad cada una de las metas que me he planteado a lo largo de mi vida.

Agradezco a mi madre y madrina, pilares fundamentales de mí caminar, por su esfuerzo, sacrificio, por sus enseñanzas, experiencias y apoyo en las tristezas y alegrías. Quienes siempre me han impulsado a seguir adelante.

A mi familia y la familia Pilco Jácome que formaron parte de este proceso de desarrollo personal y profesional, que con sus consejos, ejemplo y apoyo lograron encaminarme en pos de poder lograr ahora estos objetivos.

Gracias por confiar en mí.

A Dieguito Echeverría por ser un gran profesional de la ingeniería eléctrica y por su apoyo académico y emocional en este desarrollo investigativo, gracias por formar parte de mi vida.

También quiero agradecer al Operador Nacional de Electricidad (CENACE) cuyo Director Ejecutivo es el Ingeniero Gabriel Argüello, por motivar el progreso profesional de quienes laboramos en esta prestigiosa institución.

Por otro lado, también quiero expresar un especial agradecimiento al Dr.-Ing. Jaime Cepeda por ser un ejemplo de investigador y por sus valiosos conocimientos, habilidades y predisposición mostrados en la dirección de esta tesis, factores influyentes para la exitosa culminación de este proyecto.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TESIS.....	II
AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD	III
AUTORIZACIÓN.....	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
ÍNDICE DE CONTENIDOS	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
RESUMEN	XII
ABSTRACT.....	XIII
CAPÍTULO 1.....	1
GENERALIDADES	1
1.1 Motivación de la investigación	1
1.2 Antecedentes.....	3
1.3 Definición del problema	9
1.4 Justificación e importancia.....	10
1.5 Hipótesis y Objetivos	11
1.5.1 Hipótesis	11
1.5.2 Objetivo general.....	11
1.5.3 Objetivos específicos	12
1.6 Alcance	12
1.7 Estado del arte.....	13
1.8 Presentación de la Tesis.....	19
CAPÍTULO 2.....	21
MARCO TEÓRICO	21
2.1 Energía eólica	21
2.1.1 Evaluación energética de un proyecto eólico.....	21
2.1.2 Componentes del aerogenerador	27
2.1.3 Control de potencia en los aerogeneradores	29

2.1.4 Tipos de aerogeneradores.....	29
2.1.4.1 Aerogeneradores de eje vertical	30
2.1.4.2 Aerogeneradores de eje horizontal	31
2.1.5 Funcionamiento de generador eólico	32
2.2 Probabilidad	33
2.2.1 Distribución de probabilidad.....	34
2.2.1.1 Definición distribución de probabilidad (FDP) continua.....	35
2.2.1.2 Definición distribución de probabilidad (FDP) discreta.....	35
2.2.1.3 Convolución de funciones de probabilidad continua	37
2.2.1.4 Convolución de funciones de probabilidad discretas	37
2.3 Confiabilidad de sistemas de generación de energía	39
2.3.1 Evaluación de la confiabilidad – índices	41
2.3.1.1 Índices determinísticos de adecuación de generación.....	43
2.3.1.2 Índices probabilísticos de adecuación de generación	45
CAPÍTULO 3.....	48
METODOLOGÍA.....	48
3.1 Descripción general de la metodología propuesta	48
3.2 Plan Anual de Operación del Sistema Nacional Interconectado	51
3.2.1 Series estocásticas del SDDP	55
3.3 Información post-operative.....	61
3.4 Modelos estocásticos de generación de energía eléctrica.....	62
3.4.1 Metodología propuesta	62
3.4.1.1 Optimización de Mapeo Media-Varianza	67
3.4.1.2 Modelo estocástico de la central hidroeléctrica Paute	69
3.4.1.3 Modelo estocástico de la central hidroeléctrica Agoyán	72
3.4.1.4 Modelo estocástico de Coca Codo Sinclair y Esmeraldas TV1.....	73
3.5 Modelación de la Carga	75
3.6 Modelación del Parque Eólico.....	76
3.7 Adecuación de generación en DIgSILENT PowerFactory	77
3.7.1 Método Monte Carlo	78
3.7.2 Modelos estocásticos de generación en PowerFactory	82
3.7.3 Modelo de generación eólica en PowerFactory	83

3.7.4 Modelo de la demanda en PowerFactory.....	84
CAPÍTULO 4.....	86
RESULTADOS	86
4.1 Supuestos considerados.....	86
4.2 Casos de estudio	87
4.2.1 Caso Base	88
4.2.2 Caso 1.....	92
4.2.3 Caso 2.....	96
4.2.4 Caso 3.....	99
4.3 Análisis conjunto de resultados y Energía Eólica.....	103
CAPÍTULO 5.....	109
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	109
5.1 Conclusiones	109
5.2 Recomendaciones	111
5.3 Resumen de contribuciones.....	112
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	114

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Curva de demanda 24 horas	3
Figura 1.2: Potencial Eólico Bruto del Ecuador.....	6
Figura 1.3: Potencial Factible a Corto Plazo.....	7
Figura 2.1: Distribución de Weibull	23
Figura 2.2: Modelo de Betz.....	24
Figura 2.3: Comparación de potencias	25
Figura 2.4: Relación potencia nominal y diámetro de rotor turbina eólica.....	26
Figura 2.5: Curva de potencia de un aerogenerador VESTAS	26
Figura 2.6: Componentes de un aerogenerador horizontal.....	27
Figura 2.7: Aerogenerador de eje vertical	31
Figura 2.8: Aerogenerador de eje horizontal.....	32
Figura 2.9: Curva de densidad de probabilidad	35
Figura 2.10: Función de distribución de probabilidad.....	36
Figura 2.11: Elementos de evaluación de confiabilidad de generación	42
Figura 3.1: Esquema de la metodología propuesta	50
Figura 3.2: Sistema Hidro-térmico acoplado en el tiempo	57
Figura 3.3: Elementos de evaluación de confiabilidad de generación	66
Figura 3.4: Procedimiento de MVMOS.	68
Figura 3.5: Función de distribución de probabilidad de energía mensual	69
Figura 3.6: Función de distribución conjunta de las 12 funciones.....	70
Figura 3.7: Función de distribución de probabilidad “promedio” f_M energía ..	71
Figura 3.8: Función de distribución de probabilidad “promedio” potencia	72
Figura 3.9: Función de distribución de probabilidad “promedio” f_M energía ..	72
Figura 3.10: Función de distribución de probabilidad “promedio” potencia..	73
Figura 3.11: Función de distribución de probabilidad “promedio” potencia ..	74
Figura 3.12: Función de distribución de probabilidad “promedio” potencia ..	74
Figura 3.13: Curva de carga pico diaria en el año	75
Figura 3.14: Curva de duración de carga anual	76
Figura 3.15: Curva de Potencia de los aerogeneradores.....	77
Figura 3.16: Ejemplo de sistema de generación	80
Figura 3.17: Modelo estocástico para generación	82
Figura 3.18: Curva de potencia del generador eólico	83
Figura 3.19: Curva de Distribución Weibull del aerogenerador.....	84
Figura 3.20: Modelo de la demanda en PowerFactory	85
Figura 4.2: Disponibilidad de generación y demanda	88
Figura 4.3: Reserva de generación.....	89
Figura 4.4: Reserva de generación y cálculo del LOLP	90
Figura 4.5: Disponibilidad de generación eólica.....	91
Figura 4.6: Convergencia del valor del LOLP	92

Figura 4.7: Convergencia del valor del DNS	92
Figura 4.8: Disponibilidad de generación y demanda Caso 1	93
Figura 4.9: Reserva de generación Caso 1	94
Figura 4.10: Reserva de generación y cálculo del LOLP Caso 1	94
Figura 4.11: Disponibilidad de generación eólica Caso 1	95
Figura 4.12: Disponibilidad de generación y demanda Caso 2	96
Figura 4.13: Reserva de generación Caso 2	97
Figura 4.14: Reserva de generación y cálculo del LOLP Caso 2	98
Figura 4.15: Disponibilidad de generación eólica Caso 2	99
Figura 4.16: Disponibilidad de generación y demanda Caso 3	100
Figura 4.17: Reserva de generación Caso 3	101
Figura 4.18: Reserva de generación y cálculo del LOLP Caso 3	101
Figura 4.19: Disponibilidad de generación eólica Caso 3	102
Figura 4.20: Reserva (MW) vs Potencia eólica (MW)	104
Figura 4.21: LOLP (%) versus Potencia eólica (MW)	105
Figura 4.22: Reserva % vs LOLP %	105
Figura 4.23: Ecuación de la curva LOLP (%) vs Potencia eólica (MW)	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Estudios de proyectos eólicos	8
Tabla 1.2: Índices de seguridad de abastecimiento de la demanda	17
Tabla 3.1: Nueva generación 2016-2017	53
Tabla 3.2: Proyección de la demanda	55
Tabla 3.3: Ejemplo análisis Monte Carlo	81
Tabla 4.1: Composición de la generación	86
Tabla 4.2: Demanda y generación total	86
Tabla 4.3: Resumen de resultados	103
Tabla 4.4: Máxima generación eólica conservando un LOLP de 0.02%	107

RESUMEN

El presente trabajo realiza un análisis de la reserva rodante de los generadores eléctricos del Sistema Nacional Interconectado (SNI) que tendrá que ser considerada para compensar las posibles fluctuaciones en los sistemas de potencia debidas al ingreso de generación de energías renovables no convencionales (ERNC) en el sistema. Se desarrolla un estudio de confiabilidad de generación (Generation Adequacy). Para llevar a cabo este estudio es necesario determinar los modelos estocásticos de generación, los cuales se basan en la obtención de las funciones de distribución de probabilidad (FDP) mensuales de cada generador, para lo cual se propone una novedosa metodología que permite encontrar una función de distribución de probabilidad “promedio” que represente el comportamiento de todo el año de cada una de las centrales que conforman el SNI, a través del concepto de convolución. Esta información, conjuntamente con el modelo de carga y generación eólica, es procesada en el programa PowerFactory de DigSILENT permitiendo, a través de simulación de Monte Carlo, determinar índices de evaluación de la confiabilidad del SNI, cuyos datos de entrada principales son las funciones de distribución de probabilidad “promedio” obtenidas con la metodología propuesta a partir de los resultados de planificación energética generados por el software de Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP), para un horizonte de un año, y los datos pos operativo de la producción energética. Los resultados, permitirá recomendar los niveles adecuados de capacidad instalada de ERNC y sugerir las acciones operativas que aseguren la suficiente capacidad de reserva ante las fluctuaciones de las ERNC.

PALABRAS CLAVES:

- **CONFIABILIDAD DE GENERACIÓN**
- **LOLP**
- **RESERVA DE ENERGÍA**

ABSTRACT

This thesis makes an analysis of spinning reserve power generators the National Interconnected System (SNI) that will have to be considered to compensate for possible fluctuations in power systems due to income generation from non-conventional renewable energy (NCRE) in the system. The development of this study aims to assess the reliability of the Ecuadorian National Interconnected System (SNI) considering the stochastic behavior of the system with likely scenarios for wind generation income, using the simulation tool "Generation Adequacy" of DIgSILENT PowerFactory. Therefore, to carry out this study, the stochastic generation models have been determined based on obtaining monthly probability distribution functions (PDF) for each conventional generator. For this purpose, a novel methodology to find an "average" probability distribution function, representing the behavior of the entire year of each plant, has been proposed. This methodology was developed by using the concept of convolution. The determined generation models, together with the load model and the wind generation model, are processed in DIgSILENT PowerFactory via Monte Carlo simulation, to determine indices of reliability assessment for the SNI, whose main input data are the generation "average" probability distribution functions obtained with the proposed methodology from the energy planning results generated with the Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) software for a one-year horizon, and post operational data of energy production. The results of this study, allow recommending appropriate levels of installed capacity of this type of non-conventional generation and allow suggesting appropriate operational actions in order to ensure sufficient reserve capacity to face fluctuations in ERNC.

KEYWORDS:

- **GENERATION ADEQUACY**
- **LOLP**
- **ENERGY RESERVE**

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LA GENERACIÓN
CONSIDERANDO EL INGRESO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO
CONVENCIONALES EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
DEL ECUADOR

Con el pasar de los años el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia ha incrementado su complejidad y con ello la confiabilidad de los mismos se ha visto afectada, factor que se complica más aún con el ingreso de nuevas tecnologías como son las energías renovables no convencionales (ERNC: mini-hidro, eólico y solar). La principal barrera de la ERNC es la variabilidad de los recursos naturales (agua, viento y radiación solar). Esta variabilidad de los recursos renovables también se conoce como la intermitencia de los recursos, la cual debe ser analizada para poder definir adecuados criterios de programación de la operación de corto, mediano y largo plazo. Así, en la mayoría de países a nivel mundial, que tienen alta penetración de ERNC, se han planteado metodologías basadas en análisis probabilísticos que permiten determinar la incidencia de ERNC sobre la confiabilidad de los sistemas de potencia, principalmente en lo referente a la determinación de la reserva de energía. El desarrollo de esta tesis pretende evaluar la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano considerando el comportamiento estocástico del sistema con escenarios probables de ingreso de generación eólica, utilizando la herramienta de simulación “Generation Adequacy” de PowerFactory de DlgSILENT.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 Motivación de la investigación

La incursión de energías renovables no convencionales (ERNC) como la fotovoltaica, mini-hidráulica, eólica, entre otras, en el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (SNI), hace que la operación y planificación se enfrente a nuevos problemas relacionados con su condición incierta de producción, debido a la dependencia en los recursos naturales. A pesar de disponer de pronósticos, éstos siempre estarán ligados a una incertidumbre, al igual que el pronóstico de la demanda para los diferentes escenarios de corto, mediano y largo plazo. (Robert, 2015). En el caso ecuatoriano en particular, la generación hidroeléctrica convencional (grandes centrales) constituye más del 50% de la capacidad instalada y abastece cerca del 60% de la energía eléctrica. Este tipo de generación convencional también está afectada por grandes incertidumbres relacionadas con la disponibilidad del recurso hídrico.

La energía solar y la eólica solo pueden ser explotadas cuando de hecho exista viento y brille el sol, es decir son altamente aleatorias o variables, por lo que inherentemente generan electricidad solo durante algunas horas del día, situación que se ve muy marcada en particular con la energía solar fotovoltaica, ya que en ciertas horas (noche) simplemente no puede generar. Este tipo de tecnologías no dispone de elementos que posibiliten el almacenamiento de energía a largo plazo, por lo que el planificador y operador del sistema debe determinar un plan operativo que permita incluir conjuntamente generadores que de forma rápida puedan ajustar su potencia

para compensar el incremento o disminución de este tipo de energías. (Robert, 2015)

Ciertas centrales hidroeléctricas, a diferencia de las solares y eólicas, dependiendo del tipo de central sea de pasada o de embalse, tienen la posibilidad de almacenar el recurso primario para generar electricidad cuando se lo necesite. Sin embargo, su potencia disponible está sujeta a su productividad o nivel de embalse. Así, la posibilidad de producción de una central hidroeléctrica de embalse depende directamente del nivel o volumen de agua en el embalse mientras que en las centrales hidroeléctricas de pasada su producción depende de los caudales afluentes y de la pequeña disponibilidad de recurso en un embalse compensador que algunas suelen tener. En este sentido, en Ecuador se realizan estudios y análisis para tener conocimiento del manejo de los embalses para periodos de corto, mediano y largo plazo, observando la hidrología en cada una de las cuencas hidrográficas donde se encuentran las centrales hidroeléctricas y reservas energéticas. (Consejo Nacional de Electricidad(CONELEC), 2013)

Considerando la ya existente dificultad de planificar un adecuado manejo del recurso hidroeléctrico convencional, la penetración de energía no convencional como la eólica y la solar aumentará aún más los desafíos del planificador debido al incremento de la incertidumbre en la disponibilidad de los recursos. Bajo este contexto, la presente tesis pretende analizar la continuidad de suministro eléctrico a los usuarios, considerando la aleatoriedad de los diferentes recursos energéticos naturales en las condiciones de mayor riesgo para el sistema. Es por ello que el estudio se lo realizará para la situación más crítica, es decir en los períodos de demandad máxima, los cuales, de acuerdo a la Figura 1.1, suceden durante el período de las 19:00 hasta las 21:00 de un día ordinario, tenido la demanda máxima o pico a las 19:30.

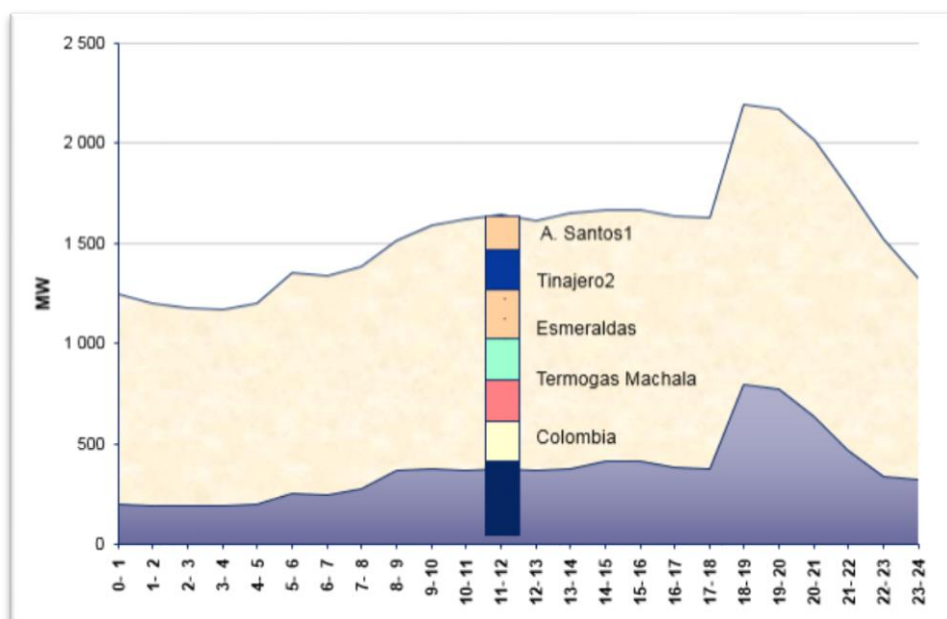


Figura 1.1: Curva de demanda 24 horas

Fuente: Presentación CENACE

Entonces como se observa en la Figura 1.1, el período crítico de la demanda, en el caso del Ecuador, sucede en horas de la noche, donde ya no se podría contar con el recurso solar, razón por la cual el presente análisis se centra en la sensibilidad del SNI ante el ingreso de varias cantidades de energía eólica, mientras que la energía hidroeléctrica ya se encuentra implícita en el sistema por lo que debe ser, en primera instancia, adecuadamente modelada.

1.2 Antecedentes

La Constitución de la República del Ecuador en su artículo 15 menciona: “El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto”, adicionalmente la política 4.3 del Plan Nacional del Buen Vivir cita: “Diversificar la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una

mayor participación de energías renovables sostenibles”. (Asamblea Constituyente, 2008)

Es así que ante el incremento en los precios de combustible y la necesidad de reducir el impacto negativo al medio ambiente, Ecuador impulsó el desarrollo de políticas favorables para la inversión en proyectos de generación, utilizando fuentes renovables (Secretaría Nacional de Comunicación, 2016); y mediante la aplicación de la regulación No. CONELEC 004/11, se establecieron precios, periodo de vigencia y forma de despacho para la generación eléctrica a partir de recursos energéticos renovables no convencionales entregada al Sistema Nacional Interconectado y a sistemas aislados.

Adicionalmente, ante la implementación y aplicación de este tipo de incentivos; desde el año 2007 entró en operación el proyecto eólico San Cristóbal ubicado en la isla San Cristóbal de Galápagos, con una potencia instalada de 2.4 MW, logrando así desplazar un alto porcentaje de generación térmica y en consecuencia reducir 2800 ton/año de emisiones de CO₂ mediante el aprovechamiento del recurso eólico existente en la zona. (Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER), 2013)

A este proyecto, en el año 2013 se sumó el Parque Eólico Villonaco, ubicado en la provincia de Loja, siendo el primero en el territorio continental, el cual cuenta con una potencia instalada de 16.5 MW. (Consejo Nacional de Electricidad(CONELEC), 2013)

Posteriormente, en diciembre de 2014 entró en funcionamiento el proyecto eólico Baltra de 2.25 MW ubicado en la Isla Santa Cruz, la operación de este proyecto permite reducir el consumo de diésel. (Consejo Nacional de Electricidad(CONELEC), 2013)

Bajo este contexto, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable publicó en el año 2013, el “Atlas Eólico del Ecuador” el cual ha sido elaborado mediante mapeo satelital y constituye una guía útil para la identificación de las

zonas donde se puede aprovechar este recurso, incentivando la inversión pública y privada en la ejecución de proyectos eólicos. Este “Atlas Eólico del Ecuador” ha estimado un potencial de generación eléctrica nacional a partir de parques eólicos instalados en las zonas con mejor recurso de viento; así como también mediante la integración de los mapas digitales, utilizando recursos de geo-procesamiento, cálculo de desempeño y producción de energía eléctrica a partir de las curvas de potencia de turbinas eólicas existentes en el mercado. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013)

El “Atlas Eólico del Ecuador” presenta dos escenarios de estimaciones: “el Potencial Disponible Bruto y el Potencial Factible a Corto Plazo; el primero considera todos los sitios bajo 3500 m.s.n.m., con velocidades mayores a 7 m/s. El segundo escenario, además de estas restricciones, considera los sitios que están a una distancia menor o igual a 10 km de la red eléctrica y carreteras”. En consecuencia de esto, el Potencial Disponible Bruto Total estimado es del orden de 1670 MW y el Potencial Factible a Corto Plazo de 884 MW como se puede observar en las Figura 1.2 y Figura 1.3. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013)

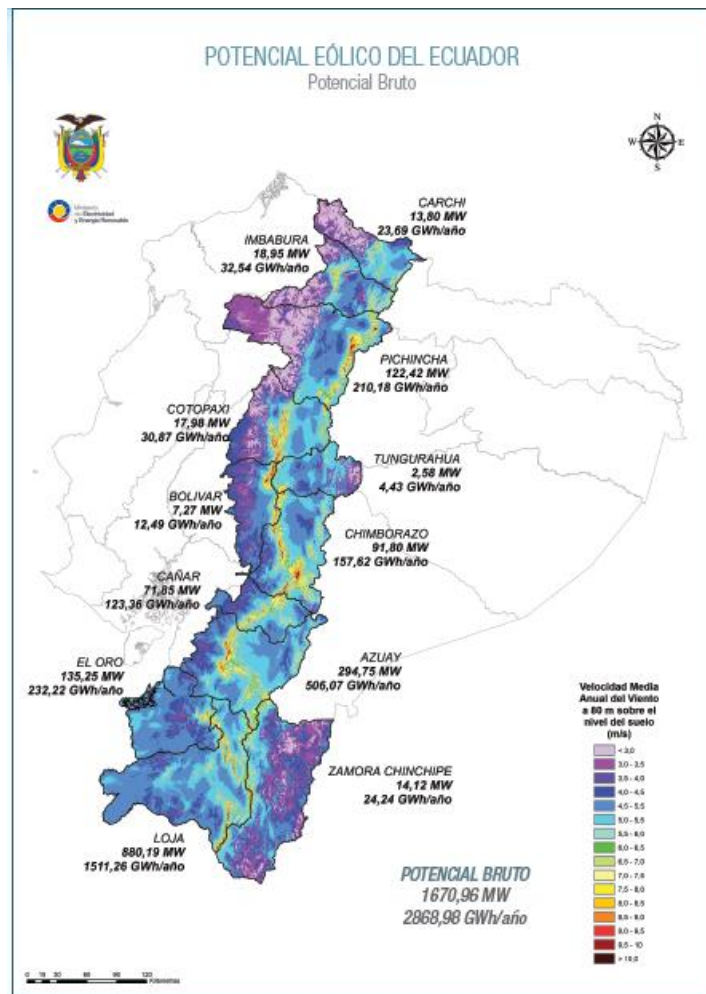


Figura 1.2: Potencial Eólico Bruto del Ecuador

Fuente: Atlas Eólico del Ecuador

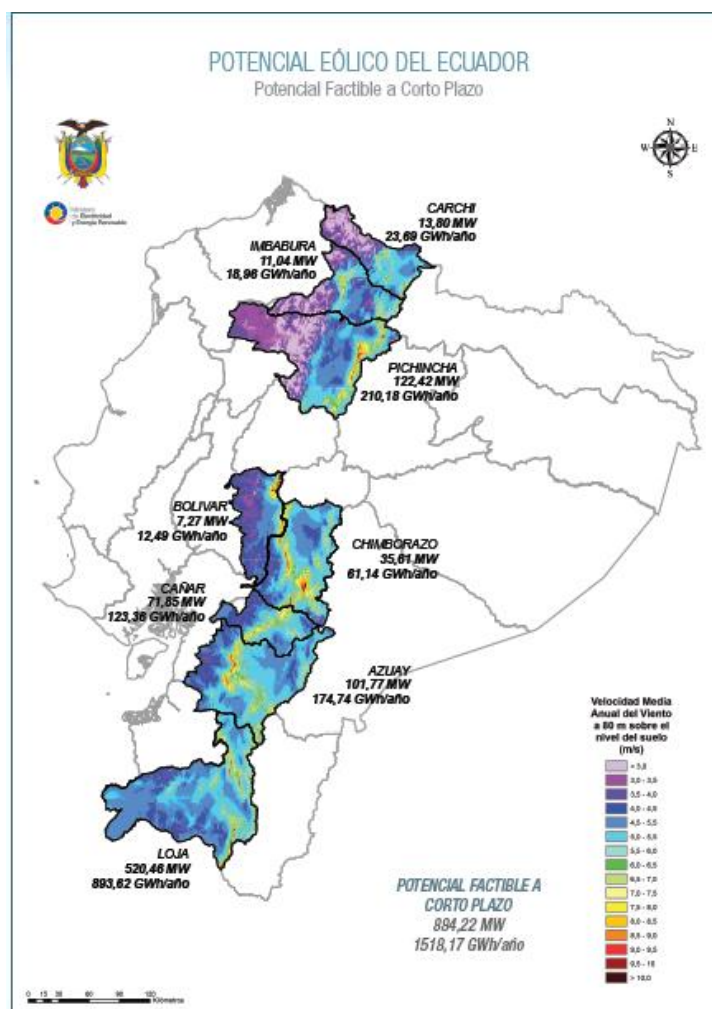


Figura 1.3: Potencial Factible a Corto Plazo

Fuente: Atlas Eólico del Ecuador

En virtud de esto, en las provincias de Carchi, Imbabura, Bolívar, Azuay y Loja, se preveía construir varios proyectos eólicos que se encontraban en estudios, como se muestra en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1
Estudios de proyectos eólicos

Provincia	Proyectos eólicos
Loja	Villonaco fase II (Ducal-Membrillo) 50 MW ; Las Chinchas 10.5 MW
Imbabura	Salinas 15 MW
Carchi	García Moreno 15 MW
Azuay- Loja	Huascachaca 30 MW

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

Entonces, dado que existe un potencial considerable de energía eólica que podría conectarse a la red eléctrica del Ecuador, es necesario establecer procedimientos y métodos de evaluación de los impactos que este tipo de energía intermitente tendrá en la operación del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, principalmente aquellos relacionados con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad en el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

De acuerdo a lo mencionado en la sección 1.1, el análisis presentado en esta tesis se centrará en el período de demanda punta, el cual ocurre entre las 19:00 y las 21:00, tenido la demanda máxima o pico a las 19:30 donde ya no se contaría con el recurso solar, razón por la cual se evaluará la confiabilidad del sistema considerando únicamente el ingreso de energía eólica, en conjunto con la energía hidroeléctrica y termoeléctrica que ya se encuentran implícitas en el sistema. No obstante, la metodología que se presentará puede ser aplicada, sin ningún inconveniente, en sistemas en los que la energía solar también pueda ser aprovechada en los períodos de demanda máxima (en el caso del Ecuador sería cuando la curva de demanda tienda a aplanarse debido a un comportamiento más industrial, aspecto que pudiese ocurrir a futuro).

1.3 Definición del problema

La energía eólica aprovecha el recurso del viento para luego convertirla en electricidad por medio de una turbina de rotación y un generador. La energía eólica es una fuente de energía alternativa o complementaria cuyo desarrollo ha sido uno de los de más rápido crecimiento durante la última década, con alrededor del 30 por ciento anual de crecimiento de la capacidad instalada en todo el mundo durante los últimos cinco años. ((NERC), 2011)

Sin embargo, las energías renovables no convencionales (ERNC), como la energía eólica, constituyen un tipo de energía variable ya que provienen fuentes de energía primaria que varían con el tiempo y no pueden ser almacenadas para soportar alguna variación. Puesto que este tipo es una energía variable o intermitente, es decir, que a veces es impredecible, aumenta o disminuye rápidamente por lo que requiere de sistemas de control suficientemente capaces de procurar la coincidencia con los patrones de la demanda. (John N Jiang, 2010)

Es por ello que al contar Ecuador con potenciales altos de energía eólica es necesario garantizar una adecuada integración con el Sistema Nacional Interconectado para lo cual se debe considerar la intermitencia de este tipo de tecnologías ya que pueden afectar los estándares de reserva de energía de corto mediano y largo plazo, así como también la planificación y operación del mismo.

Sobre la base de lo mencionado, el problema fundamental que afronta la presente investigación es asegurar la continuidad de suministro de electricidad ante posibles variaciones de energía eólica conectada a la red, donde, de su potencia nominal llegue a valores considerablemente bajos, debido a la disponibilidad del recurso viento, convirtiéndose en un gran desafío para los operadores de los sistemas de potencia. Esto puesto que el planeamiento y la operación del sistema eléctrico deberán considerar estas

fluctuaciones tanto para satisfacer la creciente demanda, así como también para garantizar un funcionamiento seguro y confiable de los sistemas eléctricos del futuro.

1.4 Justificación e importancia

Como se mencionó anteriormente, Ecuador cuenta con altos potenciales de energía eólica; potencial que a pesar de ser amigable con el medio ambiente presenta un posible inconveniente en su disponibilidad de potencia debido a su dependencia del recurso viento. Esto implica un riesgo para el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano ya que ante la variabilidad de esta energía es necesario contar con respaldos de energía provenientes de fuentes menos variantes o en su defecto analizar qué niveles de potencia de este tipo de energía puede soportar el sistema eléctrico del Ecuador. De esta manera, se logrará evitar la existencia de apagones nacionales, los cuales evaluados a un costo de Energía no Suministrada (ENS) de 1533 USD/MWh (Resolución N° 025/11 del CONELEC), se traducirían en millonarias pérdidas.

Por consiguiente, es importante y necesario, estudiar las características de las centrales convencionales y eólicas operando conjuntamente, y analizar sus efectos sobre la confiabilidad de los sistemas de potencia, con el propósito de realizar una adecuada programación de la operación del SNI. En este sentido, el presente trabajo está orientado a definir una metodología innovadora que permita analizar la confiabilidad del SNI, usando como insumos la información y los recursos tecnológicos que dispone actualmente el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), simulando posibles escenarios del ingreso de ERNC que pudiesen ocurrir en el sistema ecuatoriano en un futuro.

En este sentido, sin duda alguna el análisis realizado en esta tesis constituye una gran contribución para el desarrollo de sector eléctrico ecuatoriano por las siguientes razones:

- Realiza una evaluación de la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano considerando el comportamiento estocástico del mismo.
- Propone una nueva metodología para la determinación de los modelos estocásticos de generación.
- Determina los valores de reserva de generación adecuados a ser considerados en el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano en los próximos años ante el ingreso de generación intermitente como es la energía eólica.
- Estima los valores máximos de generación intermitente que puede soportar el sistema eléctrico ecuatoriano.

1.5 Hipótesis y Objetivos

1.5.1 Hipótesis

La definición de una metodología de análisis de confiabilidad de generación para el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano que considere el efecto de las fluctuaciones de energía causadas por la generación con energía renovable no convencional (eólica), permitirá determinar adecuados márgenes de reserva de generación convencional y sugerir criterios de planificación de la operación que aseguren el abastecimiento continuo de energía eléctrica.

1.5.2 Objetivo general

Definir una metodología de análisis de confiabilidad y reserva rodante de los generadores eléctricos del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador que permita compensar las posibles fluctuaciones de energía debidos al

ingreso de generación proveniente de energías renovables no convencionales (ERNC).

1.5.3 Objetivos específicos

Las siguientes actividades se realizarán con el fin de cumplir con el objetivo general de esta investigación:

- Investigar sobre la confiabilidad de sistemas de generación de energía.
- Analizar los modelos estocásticos de generación de energía eléctrica.
- Desarrollar una propuesta de metodología para la determinación de los modelos estocásticos de generación de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano.
- Estructurar la base de datos necesaria para analizar la Adecuación de Generación en formato PowerFactory de DIgSILENT.
- Determinar la adecuación de generación del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano utilizando la herramienta PowerFactory de DIgSILENT.

1.6 Alcance

El presente proyecto de investigación realizará la evaluación de confiabilidad para la adecuación de la capacidad del sistema de generación del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, teniendo en cuenta la generación convencional (hidroeléctrica, termoeléctrica) e intermitente (eólica). Este estudio no incluirá el análisis de las cuestiones operativas, es decir, el equilibrio del sistema de generación intermitente, así como el impacto de la confiabilidad del sistema de transmisión y distribución.

Para el cálculo de la adecuación de la generación se utilizará el software de Simulación PowerFactory de DIgSILENT, el cual utiliza modelos

estocásticos de la capacidad de generación y carga para evaluar dos índices de confiabilidad del sistema: Loss of Load Probability (LOLP) y Loss of Load Expectation (LOLE) con la información disponible en el Operador Nacional de Electricidad, CENACE.

Los resultados del presente trabajo sobre la penetración de energías renovables no convencionales, permitirá recomendar los niveles adecuados de capacidad instalada de este tipo de generación no convencional y permitirá sugerir las acciones operativas en el sistema eléctrico ecuatoriano con el objetivo de asegurar suficiente capacidad de reserva ante las fluctuaciones de las ERNC.

1.7 Estado del arte

A partir del descubrimiento de la electricidad, a finales del siglo XIX, ésta se ha convertido en un pilar fundamental para el desarrollo de la humanidad y parte esencial de la vida diaria; por lo que el abastecimiento de la creciente y variable demanda debe ser asegurado mediante la disponibilidad continua y oportuna de los recursos energéticos. (La Energía Eléctrica, 2015)

Conforme se ha ido incrementando la complejidad de los sistemas eléctricos varios países han incursionado en la investigación y desarrollo de metodologías que permitan evaluar o asegurar la confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia y actualmente, considerando el ingreso de generación renovable no convencional intermitente, como la energía eólica, este interés se ha incrementado. (Yolibeth, 2012)

Es así como aparecen muchos estudios al respecto, por ejemplo en el 2001, (Rincón Guerrero, 2001) realiza un análisis de la confiabilidad de sistemas de generación y transmisión de energía, mediante índices útiles para diagnosticar la habilidad del sistema de potencia para sobreponerse a condiciones adversas durante la etapa de planeación y operación, mediante

simulaciones de Monte Carlo, modelos de flujos de carga, modelamiento del clima, incluyendo los efectos de los mantenimientos programados de los generadores, demandas atípicas y la aleatoriedad del clima, permitiendo tomar medidas adecuadas para satisfacer los requerimientos del usuario final.

Otra investigación interesante es el estudio titulado “A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems With Significant Installed Wind Capacity” publicado en la IEEE Transactions on Power Systems en mayo de 2005, que presenta un análisis de la confiabilidad del sistema eléctrico de Irlanda, enfocándolo como una medida objetiva para determinar el efecto del ingreso de la energía eólica. Considera escenarios de ingreso de generación eólica y cuantificación de las diferentes reservas de potencia, como la rodante, primaria, secundaria, etc., así como también toma en cuenta la estocasticidad del comportamiento del viento y de la demanda, específicamente basada en los pronósticos de la generación eólica y de la demanda y los errores de los mismos, encontrando que a medida que aumenta la capacidad de la energía eólica, el sistema debe aumentar la cantidad de la reserva, consecuentemente se enfrentan a una disminución medible en la confiabilidad del sistema. (Ronan Doherty, 2005).

En el año 2010, el proceedings del IEEE PES T&D 2010 presenta un estudio de corto plazo del impacto de la generación eólica en el índice que mide la confiabilidad de la Probabilidad de Pérdida de Carga, el mismo que está basado en representar la variabilidad de la generación de viento mediante modelos multi-estados y la derivación de su impacto en el índice de la Probabilidad de Pérdida de Carga, este análisis utiliza un método discreto mediante la cadena de Markov, la misma que se calcula sobre la base del viento medido. (John N Jiang, 2010)

Adicionalmente en el año 2012, ante las perspectivas de España para el año 2020 de ingresar 35000 MW de energía eólica y 11000 MW de energía solar, el Consejo de Integración Regional (CIGRE), realiza el estudio de “Adecuación de generación con integración a gran escala de Energías

Renovables”, cuyo análisis presenta dos enfoques probabilísticos, el primer enfoque muestra una metodología basada en una función de distribución de probabilidad de la potencia disponible de la totalidad sistema, considerando datos históricos de cada una de las tecnologías, tasas de salida forzada (FOR) y máxima producción en determinados períodos, dando lugar a un índice de cobertura probabilístico. El segundo enfoque se basa en el cálculo del índice de confiabilidad LOLE, con herramientas propias. (J. Revuelta, C. Longás, L. Imaz, Red Eléctrica de España, 2012)

En las investigaciones mencionadas anteriormente acerca de la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico, se aprecia que existen varias metodologías para hacerlo, sin embargo, en ninguno de los casos consideran el comportamiento aleatorio del sistema, es decir estados aleatorios de operación tanto de la generación total convencional (Hidroeléctricas, termoeléctricas, etc.) como de la demanda propia. Adicionalmente, para el tema de indisponibilidades de las centrales de generación consideran tasas de salida forzada (FOR) y tasas de reparación y no se toma en cuenta, en el caso de un sistema hidro-térmico, la influencia del manejo de embalses y la disponibilidad de los generadores.

Todas estas situaciones son observadas y consideradas por la metodología global planteada en esta tesis, ya que la base de datos utilizada es resultado de una programación dinámica dual estocástico (SDDP) que considera el manejo de los embalses de las diferentes cuencas hidrográficas, stocks de combustibles, tasas de salida forzada, mantenimientos, etc. Con esta información, y aplicando una nueva e innovadora metodología propuesta, se obtendrá una función de distribución de probabilidad “promedio” para cada central de generación la misma que muestra su comportamiento a lo largo de todo el año. Una vez listos estos datos, se realiza la evaluación de confiabilidad del sistema mediante la aplicación del método de Monte Carlo en la herramienta Generation Adequacy de PowerFactory,

Con respecto al marco regulatorio de países como España, Colombia, Ecuador y Reino Unido, los conceptos de Adecuación y Seguridad no están definidos específicamente, sino más bien están asociados a definiciones como seguridad, calidad, frecuencia y número de interrupciones, a diferencia de Estados Unidos que cuenta con la North American Electric Reliability Corporation, la misma que ofrece métodos de cálculo para la Adecuación y Seguridad. (Diaz Vera, 2000)

En este sentido, EEUU relaciona directamente la adecuación de generación con el diseño del sistema y puede ser medido mediante los porcentajes de reserva existentes o con otros índices de confiabilidad tanto determinísticos como probabilísticos, como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), adicionalmente también considera la seguridad. Por ejemplo, New York se ajusta al índice de margen de reserva con un valor del 22% de potencia instalada. (Diaz Vera, 2000)

En este mismo contexto, España tiene fijado un porcentaje de reserva de regulación primaria en 1.5% de la capacidad instalada de cada unidad generadora, mientras que para el caso de Colombia lo relaciona directamente con la continuidad de servicio eléctrico. (Diaz Vera, 2000)

Para el caso del Ecuador, en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2020 trata el tema de “Diagnóstico de la Gestión de la Generación del Sector Eléctrico” en donde muestra el diagnóstico de la coordinación hidro - térmica para el abastecimiento de la demanda; en otras palabras, evalúa el nivel de incertidumbre con el que se obtiene la información de entrada que utiliza el Operador Nacional de Electricidad, CENACE para la realización del despacho económico y la determinación de las reservas de potencia y energía; considerando el análisis de índices como: reserva hidráulica en los embalses, pronóstico de los caudales promedio semanales, ejecución del plan de mantenimiento de la generación, y la disponibilidad de la generación. Estos indicadores unidos corresponden al índice del sistema. En la Tabla 1.2 se

puede apreciar el detalle de estos índices. (Consejo Nacional de Electricidad(CONELEC), 2013)

Tabla 1.2
Índices de seguridad de abastecimiento de la demanda

Descripción	Formulación	Frecuencia de cálculo	Señal de alerta	Motivación	Información fuente
Índice General Energético (GWh)	Diferencia entre el embalse equivalente real y embalse equivalente esperado.	Semanal	Cuando el embalse equivalente real es menor al esperado.	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva que cubra las incertidumbres en los pronósticos de los caudales, indisponibilidad de combustibles y de las unidades de generación.	CENACE (base de datos y cálculo)
Reserva de potencia (%)	$\frac{\text{Potencia Disponible}(MW) - \text{Potencia Despachada}}{\text{Potencia Disponible}(MW)}$	Mensual	Cuando el nivel de reserva sea inferior al 10%	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva de potencia para cubrir los desbalances de generación Vs. carga	CENACE (base de datos)
Reserva de energía (%)	$\frac{\text{Energía Disponible}(MWh) - \text{Energía Despachada}(MWh)}{\text{Energía Disponible}(MWh)}$	Mensual	Cuando el nivel de reserva sea inferior al 10%	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva hidráulica y térmica que cubra los periodos de estiaje, indisponibilidad de combustibles y generación.	CENACE (base de datos)

Ejecución de los planes de mantenimiento de generación (%)	(Número de mantenimientos ejecutados/Número de mantenimientos programados) * 100	Mensual	Cuando el indicador sea menor al 95 %	Reducción de la indisponibilidad en el parque generador.	CENACE (base de datos)
Índice de indisponibilidad de generación (%)	$\frac{\sum Potencia\ Indisponible - Horas\ Indisponibles}{\sum Potencia\ Totales - Horas\ Totales}$	Mensual	Mayor que el 7 % para las térmicas y que el 3 % para las hidráulicas	Reducción de los índices de indisponibilidad del parque generador.	CENACE (base de datos)
Pronóstico de caudales promedio semanales (%)	$\left(1 - \frac{N^{\circ} de\ semanas\ con\ desvío}{N^{\circ} de\ semanas\ del\ trimestre\ con\ desvío}\right) * 100$ Desvío: el caudal semanal real debe estar dentro de los límites superior e inferior del intervalo pronosticado por el CENACE.	Trimestre	Cuando el indicador esté por debajo del 95 %	Correcto manejo de los embalses en la coordinación hidro - térmica.	CENACE (base de datos)

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

Sin embargo, los Índices de seguridad de abastecimiento de la demanda mostrados en la Tabla 1.2, si bien son un excelente aporte para lograr el objetivo de abastecer la demanda con seguridad, calidad y economía, no presentan indicadores que informen cuales son los límites máximos de tolerancia que tiene el SNI actual frente al ingreso de las diferentes tecnologías de generación de energía. Así como tampoco considera la aleatoriedad del comportamiento del sistema.

Sobre la base de lo mencionado, y con el propósito de complementar los criterios utilizados actualmente para la evaluación de la seguridad del abastecimiento de la demanda, se pretende diseñar una metodología que

considere la aleatoriedad del comportamiento oferta-demanda de energía eléctrica y defina un límite máximo de tolerancia del SNI a la energía eólica.

La presente tesis propone una novedosa e interesante metodología de análisis de confiabilidad de generación que considera el comportamiento aleatorio del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano. Esta se basa en obtener una función de distribución de probabilidad discreta “promedio” de la energía disponible de cada una de las centrales de generación, la cual permitirá posteriormente cuantificar el riesgo de no cubrir la demanda esperada. Esta función representa la contribución probabilística final de toda la generación de las centrales durante las horas de demanda pico.

Para esto, se utilizan como insumos los valores de las series estocásticas del Programa SDDP para construir la función de distribución de probabilidad “promedio” asociada a cada central de generación convencional. Por otro lado, estas funciones, para el caso de ERNC, serán determinadas a partir del análisis estadístico de los datos de producción reales de las plantas actualmente en operación en el SNI. Posteriormente, estos valores serán usados para estructurar una base de datos compatible con la herramienta “Generation Adequacy” de DIgSILENT PowerFactory, para posteriormente realizar las simulaciones de análisis de confiabilidad para varios escenarios, mediante la aplicación del método de Monte Carlo para muestreo aleatorio.

1.8 Presentación de la Tesis

La continuación de este proyecto de investigación se desarrolla en cuatro capítulos adicionales, con el siguiente detalle:

El capítulo 2 presenta el marco teórico de los conceptos de probabilidad, función de distribución de probabilidad, función de densidad de probabilidad, convolución y confiabilidad de sistemas de generación, índices de confiabilidad de generación determinísticos y probabilísticos.

El capítulo 3 inicia con una descripción breve de la metodología global planteada en esta investigación para la evaluación de la confiabilidad del sistema de generación del Ecuador, continuando con una explicación detallada de cada una de las actividades mostradas en el esquema general de la metodología. Adicionalmente, en este capítulo se presenta la innovadora metodología propuesta para la determinación de los modelos estocásticos de generación.

El capítulo 4 presenta los resultados de la aplicación de la metodología global para la evaluación de la confiabilidad del sistema de generación del Ecuador, cuyos índices son la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la pérdida de carga esperada (LOLE), así como también los valores de reserva recomendables y los criterios generales para analizar los resultados.

El capítulo 5 resume las conclusiones obtenidas del análisis, también se destacan las principales contribuciones de este proyecto de investigación y las recomendaciones producto de este estudio, presentando además líneas abiertas para futuras investigaciones.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Energía eólica

El origen del viento se encuentra en la radiación solar, debido al calentamiento de los distintos puntos de la tierra, estos desequilibrios de temperatura se traducen en variaciones de presión atmosférica que relacionados con las variaciones topográficas y a la rotación de la tierra dan origen al viento y a sus direcciones. La velocidad del viento puede utilizarse para producir energía, más conocida como energía eólica. (Energía Eólica , 2010)

La energía eólica es aprovechada mediante la transformación de la fuerza del viento en electricidad mediante turbinas o aerogeneradores que giran a medida que pasa el viento por sus palas, antiguamente se utilizaban los molinos de viento. (Fernando, 2015)

2.1.1 Evaluación energética de un proyecto eólico

Para la evaluación energética de un proyecto es necesario conocer lo siguiente:

- Densidad del aire

Para la evaluación energética de un proyecto interesa el volumen o la masa de aire que atraviesa un punto concreto por unidad de tiempo, donde la masa del aire se determina por la densidad de aire. (1.225 kg/m³)

La densidad del aire se incrementa con la presión atmosférica y se reduce con la temperatura, por lo tanto, aire frío es más denso que el aire caliente.

La densidad del aire es un parámetro relevante ya que la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen, así también la energía generada por los aerogeneradores es directamente proporcional a la densidad del aire, cuyo valor de diseño es de 1.225 kg/m^3 , la cual se obtiene a presión atmosférica normal, y a 15°C , estando relacionada con la humedad relativa. (Olivares, 2014)

- Potencia teórica de la energía eólica (W)

La potencia extraíble del viento es proporcional al cubo de su velocidad y depende principalmente del área por donde pasa el viento A , la densidad del aire ρ y la velocidad del viento V , como se muestra en la siguiente ecuación: (Olivares, 2014)

$$Potencia = 0.5 \times \rho \times A \times V^3 \quad (1)$$

- Descripción de las variaciones del viento: distribución de Weibull

Las variaciones del viento en un lugar específico suelen describirse mediante la distribución de Weibull. La distribución de Weibull es una distribución de dos parámetros: un parámetro de escala α y un parámetro factor de distribución de forma k . (Danish Wind Industry Association, 2003)

El factor k es la relación entre la energía obtenida en un año, y la energía que se obtendría en ese año si la velocidad del viento se mantuviera constante e igual a la velocidad media. Se tendrá más energía disponible en aquel en que el factor de distribución k sea mayor, mientras que el factor α de escala, es el factor que está relacionado con la velocidad media del viento para un intervalo de tiempo. (Danish Wind Industry Association, 2003)

Por ejemplo en un emplazamiento particular se tiene una velocidad media del viento de 7 m/s y el factor de forma de la curva es 2 como se puede observar en la Figura 2.1, esta figura muestra una distribución de probabilidad donde el área bajo la curva siempre vale 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100 por cien. (Danish Wind Industry Association, 2003)

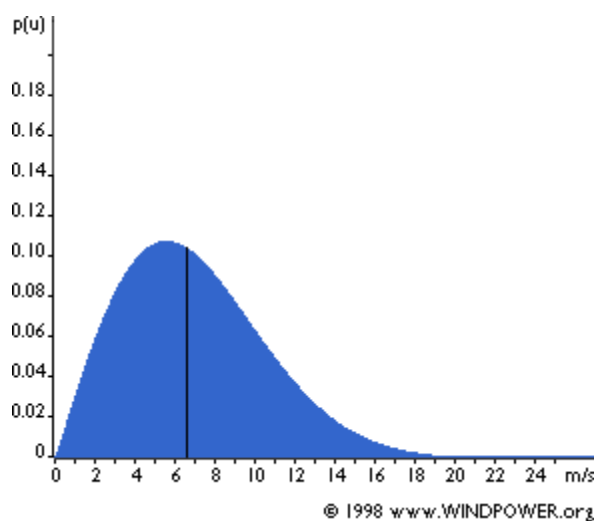


Figura 2.1: Distribución de Weibull

Fuente: 1998www.WINDPOWER.org

- Potencia media del viento (W)

La importancia de medir las velocidades del viento es por su contenido energético en términos de volumen. (Danish Wind Industry Association, 2003)

- Ley de Betz

Para calcular la potencia promedio que es aprovechada por el aerogenerador se debe considerar ley de Betz que se demuestra de la siguiente manera:

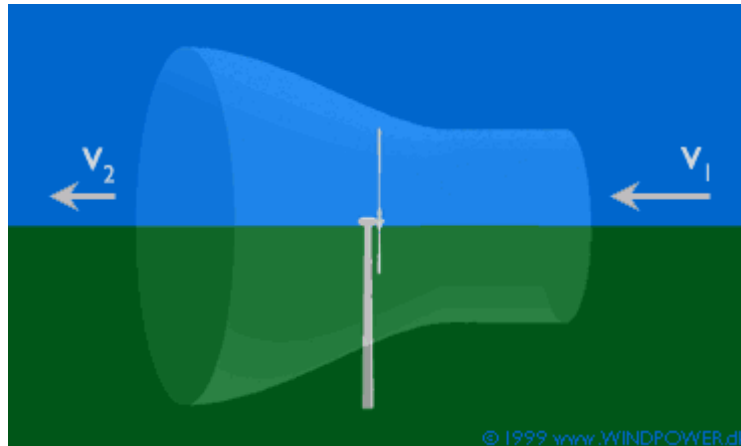


Figura 2.2: Modelo de Betz

Fuente: 1998www.WINDPOWER.org

Se asume que la velocidad (m/s) a la que entra el viento al tubo de corriente es V_1 y la velocidad con la que sale es V_2 , también se supone que la velocidad con la que el viento entra al aerogenerador es $(V_1 + V_2)/2$.

Entonces dado que el flujo másico viene dado por:

$$M = \rho \times A \times V \quad (2)$$

Tenemos que:

$$M = \frac{\rho \times A \times (V_1 + V_2)}{2} \quad (3)$$

Dado que en el tubo de corriente se debe conservar la potencia, la potencia que entra a velocidad V_1 tiene que ser igual a la suma de la potencia que sale a velocidad V_2 y la que se va por el rotor. Por lo tanto, la potencia del rotor es:

$$P_{rotor} = \frac{1}{2} \times M \times (V_2^2 - V_1^2) \quad (4)$$

Remplazando (3) en (4) se tiene que:

$$P = \frac{\rho}{4} \times (V_1^2 - V_2^2) \times (V_1 + V_2) \times A \quad (5)$$

La potencia que lleva el viento antes de llegar al rotor viene dado por:

$$P_0 = \frac{\rho}{2} \times V_1^3 \times A \quad (6)$$

Entonces comparando la potencia que lleva el viento se tiene la siguiente gráfica:

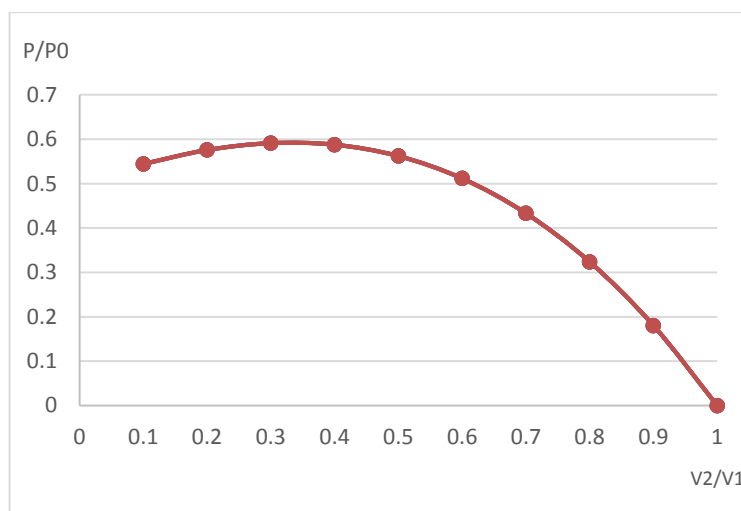


Figura 2.3: Comparación de potencias

Fuente: 1999www.SORENKROHN.org

La Figura 2.3 muestra que el valor máximo de la curva se encuentra en 0.59 aproximadamente, lo que quiere decir que usando un aerogenerador, solo el 59% de la energía cinética del viento puede convertirse en energía mecánica. (Cristóbal Medina Álvarez, 2011)

- Potencia del aerogenerador

El área de barrido del rotor de un aerogenerador determina cuanta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica. (Danish Wind Industry Association, 2003)

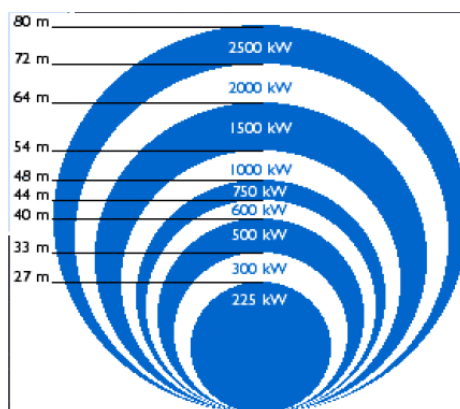


Figura 2.4: Relación entre la potencia nominal y el diámetro de rotor en una turbina eólica

Fuente: 1998www.WINDPOWER.org

- Curva de potencia del aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador se puede representar a través de una gráfica, que indica la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. (Danish Wind Industry Association, 2003)

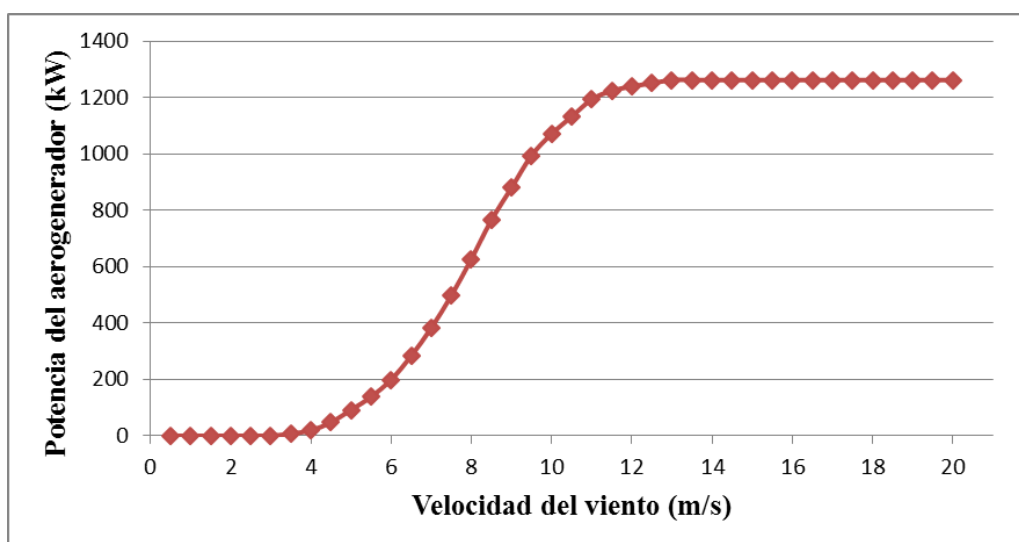


Figura 2.5: Curva de potencia de un aerogenerador VESTAS

Fuente: (VESTAS)

“Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, dónde un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca

del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable)". (Danish Wind Industry Association, 2003)

2.1.2 Componentes del aerogenerador

Los componentes principales de un aerogenerador son: (Componentes de un aerogenerador, n.d.)

- **Torre:** Soporta la góndola y el rotor. Tiene una altura de entre 40 a 60 metros, a lo largo de ella hay una escalera para acceder a la góndola.
- **Sistema de orientación:** Está activado por el controlador electrónico, identifica la dirección y velocidad del viento mediante una veleta y un anemómetro.

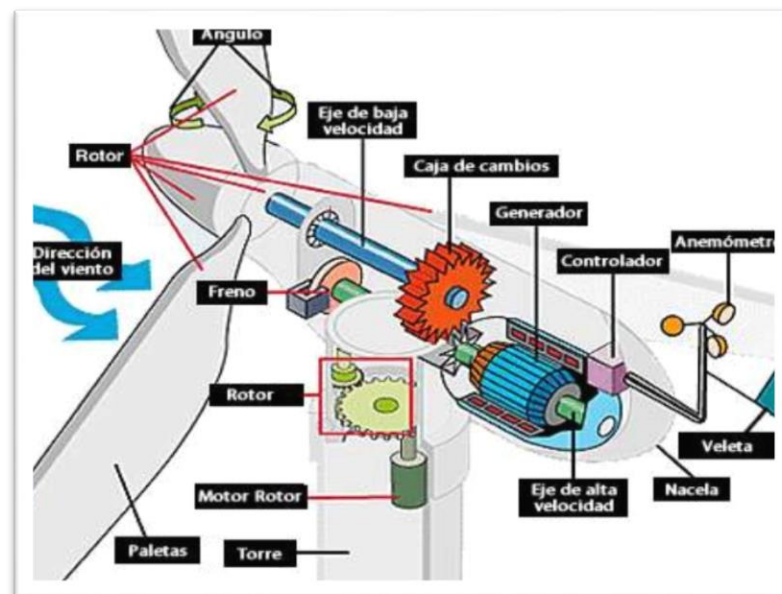


Figura 2.6: Componentes de un aerogenerador horizontal

Fuente: Energías alternativas

- **Controlador electrónico:** Es un ordenador que controla continuamente las condiciones del aerogenerador y del mecanismo de orientación. En caso de cualquier anomalía detiene el aerogenerador y avisa al ordenador del operario de mantenimiento de la turbina.
- **Góndola:** Contiene los componentes clave del aerogenerador, el multiplicador y el generador eléctrico. Se puede acceder al interior de ella mediante la escalera de la torre.
- **Palas del rotor:** Capturan la energía del viento y la transmiten hacia el rotor, están construidas de material resistente y ligero.
- **Rotor:** El rotor es donde la energía cinética del viento se convierte en energía mecánica, está acoplado al eje de baja velocidad del generador. En un aerogenerador moderno de 1 MW el rotor gira muy lento, entre 19 y 30 revoluciones por minuto (r.p.m.), está dotado de un freno aerodinámico que detiene el rotor en caso de que las velocidades del viento sean peligrosas para el equipo.
- **Buje:** Une las palas solidarias al eje lento. Está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.
- **Multiplicador:** Permite que el generador gire a una velocidad más elevada que la de la turbina (normalmente entre 750 y 1500 rpm), para que su tamaño sea reducido (está alojado en la góndola).
- **Generador eléctrico:** Es donde el movimiento mecánico del rotor se transforma en energía eléctrica. La electricidad producida en el generador se conduce hasta la base de la torre, donde es transformada (elevación de tensión y reducción de intensidad) y enviada a la red.
- **Cableado de potencia:** Transporta la energía eléctrica generada desde el alternador hasta el transformador, pasando por las distintas protecciones de máxima o mínima tensión, sobreintensidad o frecuencia, evitando así posibles daños a la red o a la propia turbina en caso de producirse contingencias en el aerogenerador o red de distribución.

- **Transformador interno:** Eleva la tensión de generación en función del aerogenerador, reduciendo la intensidad y con ello las pérdidas eléctricas y el calentamiento del cableado.

2.1.3 Control de potencia en los aerogeneradores

El control de potencia en los aerogeneradores se lo realiza con las palas del aerogenerador, mediante las siguientes acciones: (Fundación Sotavento Galicia, 2016)

Paso variable (pitch controller): Son aquellas palas que capturan en todo momento la energía del viento. La reducción de la potencia mecánica suministrada al generador la controlan mediante modificación del ángulo que forma el perfil de la pala con la corriente de aire incidente en la misma. El rotor es capaz de girar alrededor de su eje longitudinal.

Paso fijo (stall controller): Este tipo de palas no dispone de modificación del ángulo de pala, ya que están unidas al buje en un ángulo fijo. El perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala, manteniendo dentro de unos márgenes la energía extraída.

Sistemas flaps y por desalineación de rotor: Similar al concepto de un ala de avión, pero está en sus extremos.

2.1.4 Tipos de aerogeneradores

Los tipos de aerogeneradores de acuerdo al eje de giro del rotor son de eje vertical y horizontal.

2.1.4.1 Aerogeneradores de eje vertical

Esta alternativa es menos conocida y desarrollada mundialmente, generalmente son similares a una batidora de huevos o diseño helicoidal; puede situar el generador, el multiplicador, etc. en el suelo, e incluso no necesitar una torre para la máquina. (Olivares, 2014)

En este tipo de aerogeneradores no se necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento, son ideales para techos de casa, edificios o zonas industriales. En cuanto a costos son muy elevados por ser limitados en potencia. (Olivares, 2014)

Una de las desventajas de esta tecnología es que tiene una eficiencia menor que la de los aerogeneradores de eje horizontal, aproximadamente del 50%, también requieren de un sistema de arranque conectado a la red y cables con estructuras de refuerzo para su estabilización. (Olivares, 2014)

Como ventajas de este tipo de tecnología es que aprovechan mejor los vientos turbulentos, bajas alturas, son más silenciosos, aprovechan de mejor manera el viento en todas sus direcciones por lo que no requieren de sistemas de control y su impacto ambiental es menor ya que las aves los pueden evitar de mejor manera. (Olivares, 2014)



Figura 2.7: Aerogenerador de eje vertical

Fuente: Eroski consumer

2.1.4.2 Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal extraen la energía del viento utilizando una tecnología que se asemeja a la de los aviones o helicópteros. Pueden ser del tipo sotavento o barlovento.

- Aerogenerador tipo sotavento:

El aerogenerador tipo sotavento tiene el rotor situado en la cara posterior de la torre en sentido del viento, es decir se mueve con el viento que sale tras la góndola.

La ventaja teórica de este aerogenerador, es que pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación, si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga al viento pasivamente, además, el rotor puede hacerse más flexible. Esto supone una ventaja tanto en cuestión de peso como de dinámica estructural de la máquina, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que le quitarán parte de la carga a la torre. (Olivares, 2014)

El inconveniente principal es la fluctuación de la potencia eólica, debida al paso del rotor a través de la estructura de la torre. Esto puede crear más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño corriente arriba. (Olivares, 2014)

- Aerogenerador tipo barlovento:

Las máquinas con rotor a barlovento tienen el rotor de cara al viento.

La principal ventaja de los diseños corriente arriba es que se evita el abrigo del viento tras la torre.

El principal inconveniente de los diseños corriente arriba es que el rotor necesita ser bastante inflexible, y estar situado a una cierta distancia de la torre, además, necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento. (Olivares, 2014)



Figura 2.8: Aerogenerador de eje horizontal

Fuente: Central eólica Villonaco

2.1.5 Funcionamiento de generador eólico

El funcionamiento del aerogenerador inicia cuando los sensores (anemómetros) de la turbina detectan la velocidad del viento, entonces el

controlador, dependiendo de la velocidad, da la orden de orientación de las turbinas para la captación del recurso, entonces el viento mueve las palas de la hélice, que transmite el movimiento a través de un eje, hasta una caja de engranajes. Allí, la velocidad de giro del eje se regula para garantizar la mayor producción energética, ya que desde la caja de engranajes el movimiento se transmite hasta el generador, el cual produce electricidad. (Fundación Sotavento Galicia, 2016)

La electricidad viaja desde el generador hasta los transformadores, donde aumenta la tensión para poder ser transportada la energía eléctrica hasta los lugares de consumo.

Para la conexión del aerogenerador con la red eléctrica es necesario que el generador llega a la velocidad de sincronismo correspondiente y se conecta a la red de forma suave, contando para ello con la electrónica de potencia basada en tiristores (tipo de interruptor continuo de semiconductor, que puede ser controlado electrónicamente). La conexión generalmente dura entre 3 y 4 segundos. (Fundación Sotavento Galicia, 2016)

2.2 Probabilidad

El concepto de probabilidad se puede definir como un mecanismo mediante el cual se pueden estudiar sucesos aleatorios comparados con los fenómenos determinísticos. La definición clásica relaciona a la probabilidad con los juegos de azar como por ejemplo un par de dados, donde el interés recae en los valores que resultan luego de lanzarlos lo cual es impredecible puesto que tiene 36 posibilidades de pares de números. Para situaciones prácticas existen posibles resultados de un determinado experimento que no son igualmente probables. (Canavos, 1998)

A continuación, se presentan algunas definiciones:

- **Espacio muestral** es el conjunto de todos los posibles resultados de un experimento.
- **Evento** es una recopilación o un subconjunto de resultados contenidos en un espacio muestral y puede ser simple o compuesto, dependiendo del número de resultados si es un resultado o más de uno respectivamente.
- **Variable aleatoria** es una función real definida en un espacio muestral. Esta función asocia valores de un conjunto de números reales a cada resultado del espacio muestral, es decir para cada variable aleatoria X y cada conjunto C de los números reales, se puede calcular la probabilidad de que X toma su valor en C .
- **Nivel de Confianza** es un rango de valores de una muestra en el cual se encuentra el verdadero valor del parámetro, con una probabilidad determinada, y se lo denota como $1-\alpha$, donde α es la probabilidad de equivocarnos o el error también nombrado como el nivel de significancia. Los niveles de confianza más utilizados son el 90%, 95% y 99%. (Universidad Católica de Chile, 2007) (Ditutor, 2015)

2.2.1 Distribución de probabilidad

La distribución de probabilidad es un modelo teórico que describe la forma en que varían los resultados de un experimento aleatorio, es decir, muestra todas las probabilidades de todos los posibles resultados que podrían obtenerse cuando se realiza un experimento aleatorio. (H. Morris, 2011) Se clasifican como discretas o continuas.

Se dice que una variable aleatoria es discreta, si los números asignados a los sucesos elementales son puntos aislados. Sus posibles valores constituyen un conjunto finito numerable, mientras que una variable aleatoria es continua si sus valores corresponden a uno o más valores de un intervalo. (H. Morris, 2011)

2.2.1.1 Definición matemática de distribución de probabilidad (FDP) continua

Si una variable aleatoria X es una variable continua. Entonces, una distribución de probabilidad o función de densidad de probabilidad (FDP) de X es una función $f(x)$ tal que para dos números cualesquiera a y b con $a \leq b$,

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x) dx \quad (7)$$

Es decir, la probabilidad de que X asuma un valor en el intervalo $[a, b]$ es el área sobre este intervalo y bajo la gráfica de la función de densidad. Generalmente la gráfica de $f(x)$ se conoce como curva de densidad. (Devore, 2008)

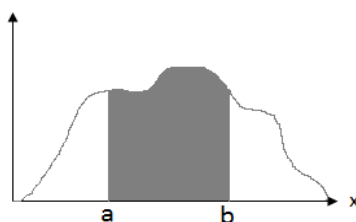


Figura 2.9. Curva de densidad de probabilidad

De modo que para que $f(x)$ sea una función de densidad de probabilidad legítima, debe cumplir con las siguientes condiciones: (Devore, 2008)

1. $f(x) \geq 0$ con todas las x
2. $\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = \text{área bajo la curva } f(x) = 1$

2.2.1.2 Definición matemática de distribución de probabilidad (FDP) discreta

Sea un espacio probabilístico y sea X una variable aleatoria discreta que toma como posibles valores x_1, x_2, \dots, x_n , se define la densidad de probabilidad

de X como el conjunto de pares (x_i, p_i) que a cada valor de la variable le asocia una probabilidad, donde: (H. Morris, 2011)

$$p_i = P(X = x_i) \quad (8)$$

Tal que la suma de todas las probabilidades es igual a la unidad.

En la Figura 2.10, se observa una típica función de distribución de probabilidad para una variable discreta, la gráfica básicamente se puede interpretar como una lista que contiene cada valor que la variable puede tener y su probabilidad asociada.

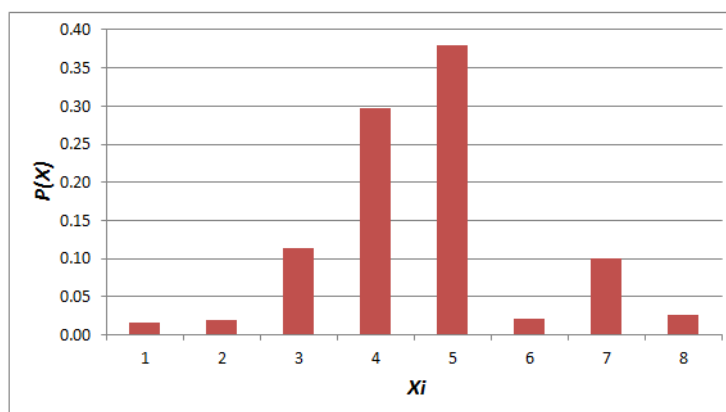


Figura 2.10. Función de distribución de probabilidad

La Figura 2.10, representa el comportamiento de un proceso estocástico, por ejemplo, la función de distribución de probabilidad de generación de energía de un mes determinado, determinada a partir de las series estocásticas del Programa SDDP.

Ahora, para caracterizar dos o más procesos estocásticos, debe conocerse la función de distribución conjunta de las variables correspondientes.

En este sentido, existe un procedimiento matemático denominado convolución, el cual permite transformar dos funciones en una tercera función,

que en cierto sentido representa la magnitud en la que se superponen las dos funciones.

2.2.1.3 Convolución de funciones de distribución de probabilidad continua

La suma de dos o más variables aleatorias independientes es la convolución de cada una de sus funciones de distribución.

Sea X y Y variables aleatorias independientes con funciones de densidad de probabilidad f_X y f_Y y $Z=X+Y$. Después se puede mostrar que la función de densidad de probabilidad de Z viene dada por: (Joyce, 2014)

$$f_Z(z) = \int_{-\infty}^{\infty} f_X(z-y) f_Y(y) dy \quad (9)$$

A pesar que f_Z se determina a partir de f_X y f_Y utilizando la herramienta matemática de la integración en lugar de la suma todavía se llama la convolución de f_X y f_Y es decir:

$$f_Z = f_X * f_Y \quad (10)$$

Esta convolución utilizando la integración es también una operación conmutativa y asociativa. (Joyce, 2014)

2.2.1.4 Convolución de funciones de distribución de probabilidad discretas

Una convolución es un operador matemático que transforma dos funciones f_1 y f_2 en una tercera función f_3 , que en cierto sentido representa la

magnitud en la que se superponen f_1 y una versión trasladada e invertida de f_2 . Una convolución es un tipo muy general de media móvil. (H. Morris, 2011)

Sean X y Y dos variables aleatorias independientes que tienen un número finito de valores enteros. Se desea conocer la distribución de la suma $X+Y$.

Usando independencia, se tiene (H. Morris, 2011):

$$f_{X+Y}(k) = P(X+Y = k) \quad (11)$$

$$f_{X+Y}(k) = \sum_i P(X = i, Y = k - i) \quad (12)$$

$$f_{X+Y}(k) = \sum_i P(X = i)P(Y = k - i) \quad (13)$$

$$f_{X+Y}(k) = \sum_i f_X(i) f_Y(k - i) \quad (14)$$

Entonces, la función de convolución $f_X * f_Y$ está definida por:

$$f_X(k) * f_Y(k) = \sum_i f_X(i) f_Y(k - i) \quad (15)$$

La ecuación (15) es denominada como la convolución de f_X y f_Y .

Estas herramientas probabilísticas se aplicarán en el presente análisis de la confiabilidad del sistema de generación ecuatoriano.

2.3 Confiabilidad de sistemas de generación de energía

El objetivo principal de la planificación de un sistema eléctrico de potencia es abastecer la demanda, a un mínimo costo y con una confiabilidad a largo plazo aceptable.

“La confiabilidad, es la probabilidad de que un equipo o un sistema cumplan con su misión específica bajo condiciones de uso determinadas en un período determinado”. (Orjuela & Electric, 2008)

De acuerdo a la North American Electric Reliability Corporation (NERC), la confiabilidad del sistema de generación de energía puede dividirse en adecuación y seguridad.

- La **adecuación** del sistema se refiere a la existencia de generadores suficientes para satisfacer la demanda de energía o las limitaciones operativas del sistema, es decir la adecuación del sistema está asociada con condiciones estáticas del sistema y no incluye perturbaciones del mismo.
- La **seguridad** del sistema se refiere a la capacidad del sistema para responder a las perturbaciones que surgen dentro del sistema, por lo tanto, la seguridad del sistema está asociada con la respuesta del sistema a cualquier perturbación a la que sea sometido.

En este estudio, las evaluaciones de confiabilidad se centrarán en la adecuación del sistema de generación sin considerar la seguridad, ni el sistema de transmisión y distribución ya que se los asume totalmente confiables.

A continuación, se presentan definiciones conceptuales de las variables que se mencionan en este estudio:

- **Demanda eléctrica:** es una medida del consumo eléctrico promedio de las instalaciones eléctricas (aparatos eléctricos, electrodomésticos, etc.), es decir mientras más equipos eléctricos estén funcionando al mismo tiempo, mayor es la demanda. (TXU energy, s.f.)
- **Curva de carga o de demanda:** es la representación gráfica de la variación de la demanda o carga eléctrica en el transcurso de un período determinado que puede ser diario, semanal, anual. (Universidad Nacional de Tucumán facet Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología, 2016)
- **Curva de duración de la demanda:** es la curva de carga ordenada de manera descendente, la cual es la base para realizar un despacho de carga óptimo, es decir permite ponderar la conveniencia de la generación eléctrica entre las diversas tecnologías existentes, además permite evaluar la oportunidad de operación y estimar el tiempo que deberá mantenerse operando cada una de las centrales, en un sistema eléctrico; determinando así las centrales que funcionarán en horas de demanda base, media y punta.
- **Potencia eléctrica instalada:** es la suma de todas las potencias nominales de las centrales de generación del sistema eléctrico. (Universidad Nacional de Tucumán facet Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología, 2016)
- **Potencia efectiva:** es la capacidad total que las centrales pueden entregar de forma continua, valor que puede ser determinado mediante el factor de planta. (Sociedad Nacional de Minería Petroleo y Energía, 2010)
- **Potencia firme:** es una parte de la potencia efectiva y que corresponde a la cantidad de energía que puede ser entregada de forma inmediata y con un alto nivel de seguridad al sistema. (Sociedad Nacional de Minería Petroleo y Energía, 2010)
- **Energía firme:** es la energía que una central de generación puede entregar en condiciones críticas. (Rafael Sebastián Riera Romero, 2013)

- **Reserva:** es la condición en que se encuentra un componente fuera servicio, pero apto para cumplir su función. Eléctricamente hay una reserva fría que es la reserva de potencia que se encuentra en máquinas que están disponibles pero paradas, mientras que la reserva rodante es la reserva de potencia que se encuentra en máquinas que están funcionando por debajo de su potencia nominal. (Universidad Nacional de Tucumán facet Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología, 2016) (Rafael Sebastián Riera Romero, 2013)
- **Carga no suministrada:** Potencia de carga no suministrada debido a salidas de servicio en el sistema de generación o transmisión. (Rafael Sebastián Riera Romero, 2013)

Estos conceptos serán muy utilizados en la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico de generación mediante índices de confiabilidad.

2.3.1 Evaluación de la confiabilidad – índices

La cuantificación de la confianza de un sistema de generación viene dado por diversos índices de confiabilidad, lo cuales consideran la frecuencia, duración y magnitud de los eventos que ocasionen interrupciones del suministro eléctrico; su valoración, se puede realizar de manera determinística y probabilística. (Carlos J. Zapata, 2011) (Rafael Sebastián Riera Romero, 2013)

El criterio **determinístico** considera el cumplimiento de reglas operativas determinadas, refleja el comportamiento promedio de la continuidad del suministro, adicionalmente no observa la naturaleza estocástica de la operación del sistema, también, frecuentemente es usado de manera intuitiva, simple determinación; requiere pocos datos para su análisis y es de fácil comparación con otros sistemas. (Andrés Ramos, Universidad Pontificia Comillas)

El criterio **probabilístico**, considera el comportamiento estocástico del sistema, como fallas de unidades, variación de carga e intermitencias de centrales de generación. Para su valoración utiliza los métodos analíticos y simulación de Monte Carlo. Los métodos analíticos representan el sistema por los modelos matemáticos y el uso de soluciones analíticas directas para evaluar índices de confiabilidad, mientras que en la simulación de Monte Carlo los índices son estimados por simulaciones del actual comportamiento aleatorio del sistema. (Andrés Ramos, Universidad Pontificia Comillas)

En este sentido, el enfoque básico del criterio probabilístico para la evaluación de la adecuación de los sistemas de generación consiste en tres pasos generales, los cuales se esquematizan en la Figura 2.11: (Carlos J. Zapata, 2011)

- Crear un modelo de capacidad de generación en base a las características de funcionamiento de las unidades de generación.
- Construir un modelo de carga apropiado.
- Combinar el modelo de capacidad de generación con el modelo de carga para obtener un modelo de riesgo (índices de confiabilidad).

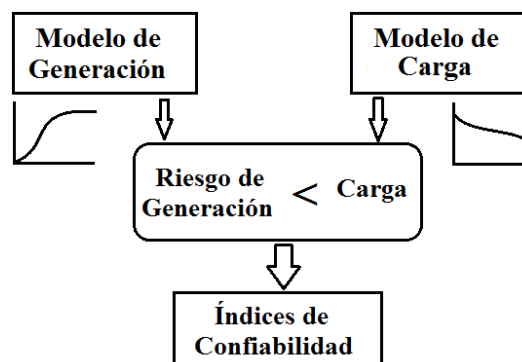


Figura 2.11. Elementos de evaluación de confiabilidad de generación

Bajo este contexto, la mejor alternativa para la evaluación de confiabilidad del sistema eléctrico de potencia es mediante un análisis probabilístico, sin embargo, el análisis determinístico aún es ampliamente utilizado.

En los siguientes puntos se describen a detalle los índices determinísticos y probabilísticos.

2.3.1.1 Índices determinísticos de adecuación de generación

En este apartado se presentan algunos de los índices determinísticos comúnmente utilizados.

- **Porcentaje de reserva o margen de reserva**

El porcentaje de reserva o margen de reserva es el porcentaje de la capacidad instalada adicional sobre la demanda pico máxima anual, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\text{Margen de Reserva} = \frac{\text{Capacidad Instalada (MW)} - \text{Demanda Pico (MW)}}{\text{Demanda Pico (MW)}} \times 100\%$$

(16)

La demanda máxima proyectada, así como la capacidad proyectada en la planificación tienen que ser extraídos de los datos de planificación para calcular el futuro Margen de reserva del sistema. Las hipótesis empleadas en el cálculo del Margen de reserva es que la capacidad instalada o la capacidad nominal se utiliza en lugar de la capacidad nominal de reducción, y por lo tanto no ofrecen una representación real del margen real disponible con el que funcionará el sistema. Este método compara la adecuación de los requisitos de reserva en sistemas totalmente diferentes sobre la única base de su demanda pico, utilizado principalmente en el pasado para la planificación de la expansión del sistema de generación de sistemas pequeños y establecidos. Sobre la base de la experiencia pasada, el porcentaje de reserva capaz de satisfacer la demanda pico, por lo general oscila entre el 15% y el 20%.

Este método es muy fácil de usar y entender en la cuantificación de la fiabilidad y la adecuación del sistema de generación. (Phoon, 2006)

Sin embargo, como el sistema eléctrico de potencia crece en tamaño y complejidad, el Margen de reserva, por sí solo no es suficiente para proporcionar la evaluación de la confiabilidad. La debilidad básica del Margen de reserva es que no responde a, ni refleja, la naturaleza probabilística o estocástica de comportamiento del sistema, de las exigencias del cliente, o de fallo de un componente. Por ejemplo, no se considera la tasa de falla de los diferentes tipos y tamaños de las unidades de generación. Con el análisis determinístico, usando sólo el cálculo Margen de Reserva podría conducir a un exceso de inversión en la expansión de la generación o insuficiente confiabilidad del sistema. Por lo tanto, la mayoría de las empresas de servicios públicos y el sistema planificador han estado utilizando los índices probabilísticos en vez de los criterios Margen de reserva. (Phoon, 2006)

- **Pérdida de la unidad más grande**

La reserva del sistema eléctrico de potencia debe ser mayor o igual a la capacidad de la unidad más grande del sistema. Como se puede apreciar este índice reconoce la importancia de la capacidad de la unidad, en comparación con el índice anterior. (Zapata, 2011)

Existen otras versiones de estos criterios donde las comparaciones se hacen con respecto a un porcentaje del valor de la demanda máxima. (Zapata, 2011)

2.3.1.2 Índices probabilísticos de adecuación de generación

A continuación, se presentan los índices probabilísticos de Adecuación de Generación que se utilizarán para realizar el presente estudio.

- **Demanda no suministrada (DNS)**

La demanda no suministrada (DNS) es la potencia de carga no abastecida debido a salidas de servicio de elementos de generación o transmisión y se evalúa con la ecuación (16). (Rafael Sebastián Riera Romero, 2013) (DigSILENT GmbH Heinrich-Hertz-Strabe 9, 2011)

$$DNS = \sum Demanda + Pérdidas - \sum Generación \quad (17)$$

Donde:

1. *Si $DNS > 0$ existe Demanda No Suministrada*
2. *Si $DNS \leq 0$ no existe Demanda No Suministrada*

- **Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)**

La pérdida de carga se produce cuando la demanda del sistema supera la capacidad de generación eléctrica disponible. La Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP, por sus siglas en inglés), se define como la probabilidad de que la carga del sistema sea superior a la capacidad de generación disponible. (Endrenyi, 1978)

LOLP se basa en la combinación de la probabilidad de capacidad de generación con la probabilidad de carga pico diaria, con el fin de evaluar el

número de días durante el año en el que el sistema de generación es incapaz de satisfacer la demanda pico diaria. (Khantib, 1978)

Sin embargo, también puede ser calculado considerando las cargas máximas diarias de un año de duración o en otros casos en cada carga horaria para las 24 horas de un día. Por lo tanto, el mismo sistema puede tener dos o más valores de LOLP dependiendo de cómo se realice el cálculo. (Phoon, 2006)

- **Pérdida de carga esperada (LOLE)**

La Pérdida de Carga Esperada (LOLE, por sus siglas en inglés), se define como el valor esperado del número de días u horas en un periodo de tiempo (generalmente 1 año) en el cuál el pico de carga horaria exceda la capacidad disponible de generación. ((NERC), 2011) (Phoon, 2006)

$$LOLE = LOLP \times T \quad (18)$$

Donde:

T = 365 días (si el modelo de carga es una curva de carga continua anual con los valores de carga máxima diaria; la unidad LOLE es en días por año)

T = 8760 horas (si el modelo de carga es una curva de carga horaria, la unidad LOLE es en horas por año)

En el presente trabajo se utilizará un T = 365 días.

Según la NERC en su boletín “Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning” de marzo de 2011, menciona que una práctica común es planificar el sistema de

potencia para lograr un LOLE de un día cada diez años (0.1 día/año). Esto no significa un día completo de escasez cada 10 años, se refiere al tiempo total acumulado de la escasez que no debe exceder de un día en 10 años o equivalente a un LOLP de 0.0274% de un día. (Phoon, 2006)

Finalmente, estos son los conceptos básicos necesarios que se aplicarán en este estudio para la evaluación de la confiabilidad de sistemas de generación de energía.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1 Descripción general de la metodología propuesta para la evaluación de la confiabilidad de Generación del SNI

La presente tesis propone una metodología completa para evaluar la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado, mediante el uso de modelos estocásticos de generación, modelos de pronóstico del comportamiento de la carga en horas de demanda punta y un plan de ingreso de ERNC, los cuales se combinan para generar modelos de riesgo, los mismos que serán utilizados para alimentar la base de datos del programa PowerFactory de DlgSILENT. Este programa tiene un módulo de análisis de la adecuación de generación que usa la base de datos mencionada y se basa en el método de Monte Carlo, que es ideal para evaluar de manera iterativa los diferentes escenarios de comportamiento del sistema, y así obtener los índices de confiabilidad del SNI.

El análisis del modelo de riesgo se lo realiza en las horas de demanda punta, que, para el caso del Ecuador está comprendido entre las 19:00 y 21:00, específicamente a las 19:30, debido a que en estas horas se presentan los valores máximos de demanda y es donde la mayoría de las centrales de generación contribuyen con su máxima potencia efectiva, convirtiéndose estrictamente necesario considerar niveles adecuados de reserva que respalden una operación segura ante contingencias o incrementos de la demanda, de tal manera de proveer un suministro eléctrico continuo y seguro. En este sentido, y como se mencionó en el capítulo 1, durante estos períodos la generación solar no puede ser aprovechada en el sistema ecuatoriano, por lo que el análisis se centra únicamente en la incidencia de la generación eólica.

Se plantea una metodología que considere la variabilidad de los recursos eólicos, contando con modelos de predicción de estas fluctuaciones, permitiendo estimar el efecto del incremento o disminución de la penetración de este tipo de tecnología sobre la generación de las centrales convencionales hidráulicas y térmicas, y por consiguiente, sobre la confiabilidad del sistema. El marco de la propuesta se esquematiza en la Figura 3.1.

El procedimiento representado en la Figura 3.1, describe los pasos a seguir para alcanzar el objetivo principal de esta investigación. El esquema comienza con las simulaciones del Plan Bianual de Operación del SNI 2016-2017, en el programa de Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP), donde sus principales entradas son: el pronóstico de la demanda, los caudales hidrológicos de las principales centrales hidroeléctricas, el plan de expansión de generación, los costos variables de producción, la disponibilidad de combustibles, entre otros, y cuyos resultados a utilizarse son la producción energética de las centrales hidroeléctricas, las cuales serán luego usadas para determinar los modelos estocásticos de generación hidroeléctrica a través de una novedosa metodología basada en la convolución de funciones de distribución discretas.

Por otro lado, para el caso de las centrales térmicas, se parte de la información estadística post-operativa de la disponibilidad de potencia de cada una de ellas. En ambos tipos de centrales convencionales, los datos son procesados en el programa Matlab para obtener los modelos estocásticos de generación, que constituyen uno de los principales insumos, para la evaluación de "Generation Adequacy" en el programa de DigSILENT PowerFactory. Las otras dos entradas indispensables son el modelo de carga y la generación eólica, los cuales también se ingresan dentro de la base de datos. Finalmente se obtienen los dos índices de confiabilidad (LOLP y LOLE) que reflejan el funcionamiento o comportamiento del sistema ante las futuras fluctuaciones de la generación eólica y de la demanda.

Adicionalmente, dentro de las etapas de aprendizaje de este estudio, es importante recalcar que para encontrar los modelos estocásticos de generación esta tesis propone una nueva e innovadora metodología, que consiste en determinar una función de distribución de probabilidad “promedio” que caracteriza a cada una de las centrales de generación, la cual se explicará más adelante.

Los resultados del presente trabajo sobre la inclusión de energías renovables no convencionales, permitirá recomendar los niveles adecuados de capacidad instalada de este tipo de generación no convencional y permitirá sugerir las acciones operativas en el sistema con el objetivo de asegurar suficiente capacidad de reserva ante las fluctuaciones de la ERNC.

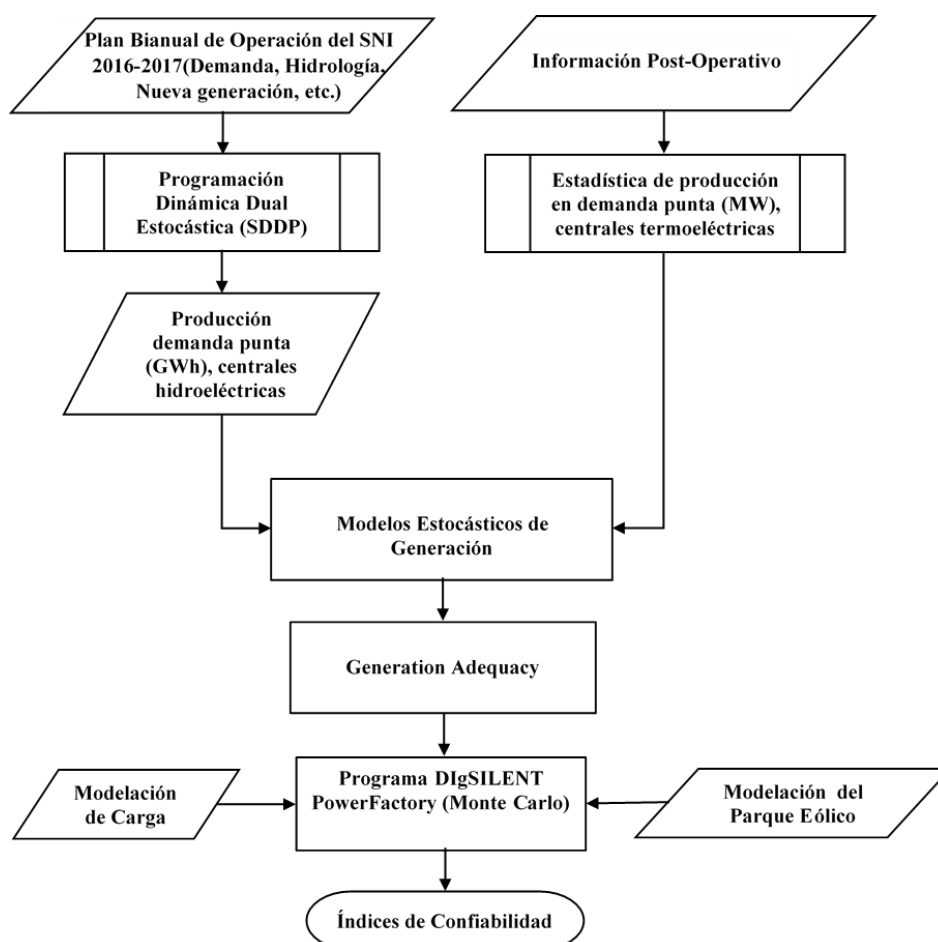


Figura 3.1: Esquema de la metodología propuesta para evaluación de la confiabilidad de generación (Generation Adequacy) del SNI

3.2 Plan Anual de Operación del Sistema Nacional Interconectado enero 2016 – diciembre 2017

El Plan Anual de Operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) es la Planificación Operativa Energética que realiza CENACE, de acuerdo a lo establecido en el literal i) del Artículo 24, de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y en el Artículo 6, Capítulo II, del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, siguiendo la metodología del reglamento mencionado, el mismo que es actualizado trimestralmente. (El Directorio del Concejo Nacional de Electricidad (CONELEC), 2000)

“El objetivo de esta Planificación Operativa Energética es establecer una política óptima de la operación de los embalses y uso eficiente de los recursos disponibles de generación, previa la coordinación de mantenimientos efectuada por el CENACE con los generadores y el transmisor, y minimizando los riesgos de falla en el abastecimiento y de vertimientos en los embalses; teniendo en cuenta además, la previsión de las demandas y la aleatoriedad de la oferta y los caudales.” (El Directorio del Concejo Nacional de Electricidad (CONELEC), 2000)

Los resultados principales de la Planificación Operativa Energética son: (El Directorio del Concejo Nacional de Electricidad (CONELEC), 2000)

- Los precios referenciales esperados de generación en barra de mercado, estabilizados estacionalmente por banda horaria.
- El valor esperado del agua.
- Disponibilidad de las centrales de generación.
- Programa de mantenimientos.
- Generación prevista por planta hidroeléctrica y por unidad termoeléctrica, para diferentes escenarios hidrológicos representativos.
- Intercambios previstos con otros países, si los hubiere.

- Previsión de la evolución de los niveles de los embalses y de vertimientos, para diferentes escenarios hidrológicos representativos.
- Valor esperado de restricciones al suministro.
- Requerimientos de combustibles.

Es decir, estos resultados, obtenidos de la Planificación Operativa Energética consideran en su totalidad diferentes aspectos trascendentales como son: manejos de embalses, reservas, requerimientos de combustibles y mantenimientos de generación, etc; razón por la cual para este estudio se utilizó el Plan Anual de Operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano período enero 2016 a diciembre 2017, publicado en enero de 2016 en la página oficial de CENACE. El Plan Anual de Operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano período enero 2016 a diciembre 2017, considera la siguiente información: (Operador Nacional de Electricidad (CENACE), 2016)

- La capacidad efectiva de generación hidroeléctrica 2316 MW, contabilizada hasta el 11 de diciembre de 2015.
- La capacidad efectiva de generación termoeléctrica 2218 MW, contabilizada hasta el 11 de diciembre de 2015.
- La capacidad efectiva de generación de energías renovables no convencionales 84 MW, contabilizada hasta el 11 de diciembre de 2015.
- La capacidad de generación fuera de operación por mantenimientos correctivos o averías, contabilizada al 1 de diciembre de 2015, alcanza el valor de 166 MW.
- Costos variables de producción de diciembre de 2015 y los precios de los combustibles vigentes en el mercado nacional.
- Caudales afluentes a las diferentes cuencas hidrográficas, donde se encuentran las principales centrales hidráulicas:
 - C.H. Paute 1100 MW

- C.H. Mazar 170 MW
 - C.H. Agoyán 156 MW
 - C.H. San Francisco 212 MW
 - C.H. Marcel Laniado 213 MW
 - C.H. Pucará 213 MW
- La incorporación de nuevas centrales de generación, según consta en el Plan de Expansión de Generación remitido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Tabla 3.1 (Operador Nacional de Electricidad (CENACE), 2016)

Tabla 3.1
Nueva generación 2016-2017

Fecha de ingreso	Proyecto	Tipo	Potencia (MW)
feb-16	Termogas Machala 3ra unidad	Térmico	77
U1: feb-2016; U2: abr-2016; U3: jun-2016	Sopladora	Hidroeléctrico	487
Mar-16	San Antonio	Hidroeléctrico	7.19
Mar-16	Pichacay	Biogás	2
U1, U2, mar- 2016; U3 y U4: jun-2016; U5,U6 sep-2016; U7 y U8 dic-2016	Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrico	1500
jun-16	Victoria	Hidroeléctrico	10
jun-16	San José del Tambo	Hidroeléctrico	8
jul-2016	Sarapullo	Hidroeléctrico	49
dic-2016	Alluriquín	Hidroeléctrico	205.4
jul-2016	Chorrillos	Hidroeléctrico	4
ago-2017	Dudas	Hidroeléctrico	7.42

U1: sep-2016; U2: nov 2016; U3: ene 2017	Minas - San Francisco	Hidroeléctrico	275
ene-2017	San José de Minas	Hidroeléctrico	5.95
ene-2017	Topo	Hidroeléctrico	29.2
feb-2017	Termogas Machala Ciclo Combinado	Térmico	110
U1: mar-2017; U2: may-2017; U3: jul-2017	Delsitanisagua	Hidroeléctrico	180
U1: abr-2017; U2: jun-2017; U3: ago-2017	Quijos	Hidroeléctrico	50
sep-2017	Palmira Nanegal	Hidroeléctrico	10
oct-2017	Due	Hidroeléctrico	49.71
oct-2017	Río Verde Chico	Hidroeléctrico	10

Fuente: Memoria técnica Plan Bianual de Operación del SNI 2016-2017

- Para el período de estudio enero 2016 a diciembre 2017, la proyección de demanda establecida por ARCONEL, en bornes de generador. Los índices de crecimiento promedio varían: entre 12.0% y 16.3% en potencia máxima; y entre 10.2% y 14.7% en el consumo de energía en bornes de generación. Los valores proyectados consideran la implementación del plan nacional de cocción eficiente establecido por el gobierno ecuatoriano. (Operador Nacional de Electricidad (CENACE), 2016)

Tabla 3.2
Proyección de la demanda

Variable	Período	Proyección en bornes de generación	Crecimiento%
DEMANDA MÁXIMA (MW)	enero a diciembre 2016	4096	12
	enero a diciembre 2017	4765	16.3
CONSUMO DE ENERGÍA (GWh)	enero a diciembre 2016	24747	10.2
	enero a diciembre 2017	28378	14.7

Fuente: Memoria técnica Plan Bianual de Operación del SNI 2016-2017

A partir de las hipótesis mencionadas se calcula la producción de las centrales de generación hidroeléctricas utilizando series estocásticas cuyos resultados se obtienen realizando simulaciones en la herramienta computacional de Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP), el cual se detalla a continuación.

3.2.1 Series estocásticas del SDDP

La herramienta computacional de Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP) es un modelo de despacho hidro-térmico con representación de la red de transmisión, utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazos, por ejemplo, el “Plan Bianual de la Operación del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano”. Este modelo determina la política operativa más económica para los embalses, teniendo en cuenta las incertidumbres en las afluencias futuras; simula la operación del sistema a lo largo del período de planificación, para distintos escenarios de secuencias hidrológicas; calcula índices de desempeño tales como el promedio de los costos operativos, restricciones de suministro de combustible y otros; en

definitiva define los parámetros probabilísticos para una operación óptima de un sistema eléctrico con alta penetración de energía hidráulica. (PSR, 2015).

Si bien la herramienta permite resolver el problema de planificación de sistemas hidro-térmicos es necesario definir un sistema térmico. Un sistema térmico está conformado solamente por centrales termoeléctricas el cual se resuelve cargando las plantas en orden creciente con respecto al costo de producción hasta suministrar la demanda, adicionalmente está sujeto a factores como: pérdidas de energía, limitaciones en las líneas de transmisión, costos de partida, límites en la tasa de variación de la producción energética, mantenimientos programados, mantenimientos emergentes, abastecimiento de combustible, etc. (PSR, 2015)

Cabe recalcar también que un sistema térmico es desacoplado en el tiempo, es decir una decisión operativa de hoy no afecta el costo operativo futuro; tiene un costo directo de operación, esto es, su costo operativo depende únicamente de su propio nivel de generación y no del nivel de generación de las demás unidades, así como también la operación de una unidad no afecta la capacidad de generación o disponibilidad de otra unidad a diferencia de un sistema hidro-térmico. (PSR, 2015)

La programación dinámica dual estocástica parte de una representación estocástica de las series temporales hidrológicas pertinentes. La versión del SDDP utilizada permite representar los aportes hidrológicos mensuales por medio de sus medias, desviaciones típicas, coeficientes de asimetría, estructura de correlación temporal y la estructura de la correlación espacial. Esta representación permite utilizar los parámetros para una generación de secuencias hidrológicas igualmente probables, las cuales preservan las características de la serie original. Dichas secuencias permiten simular el sistema hidro-térmico y observar su comportamiento para cada una de ellas. (PSR, 2015)

Un sistema hidro-térmico es un sistema compuesto por unidades hidráulicas (de embalses y de pasada) y unidades térmicas, donde las

decisiones del presente sobre la operación tienen impacto sobre la operación futura del sistema. Es acoplado en el tiempo y fundamentalmente estocástico, ya que la variable aleatoria influyente es la hidrología. Esto hace que exista una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos operativos en el futuro. Los costos futuros son estimados en valor esperado con intervalos de confianza. (PSR, 2015)

“En otras palabras, si usamos hoy las reservas de energía hidroeléctrica, con el objetivo de minimizar los costos térmicos, y ocurre una sequía severa en el futuro, podría ocurrir un racionamiento de costo elevado. Si, por otro lado, preservamos las reservas de energía hidroeléctrica a través de un uso más intenso de generación térmica, y las afluencias futuras son altas, puede ocurrir un vertimiento en los embalses del sistema, lo que representa un desperdicio de energía y, consecuentemente, un aumento en el costo operativo. Esta situación está ilustrada en la Figura 3.2.” (PSR, 2015)

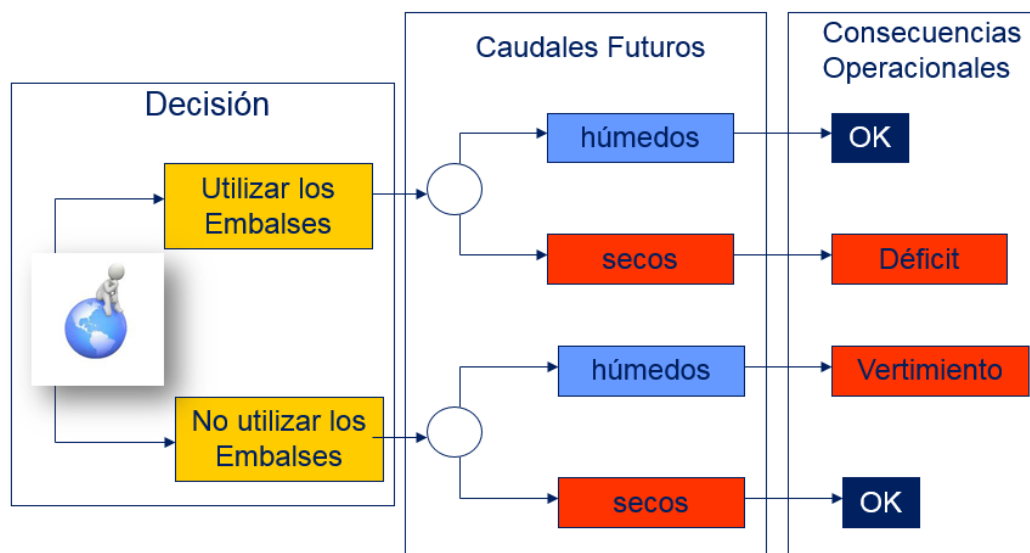


Figura 3.2: Sistema Hidro-térmico acoplado en el tiempo

Entonces a diferencia de las plantas térmicas, que tienen un costo operativo directo, las plantas hidroeléctricas tienen un valor indirecto, asociado a la economía de combustible de las térmicas desplazadas hoy o en el futuro. El uso óptimo del agua se obtiene cuando están equilibrados los valores inmediato y futuro del agua. (PSR, 2015)

A continuación, se muestra el detalle matemático con el que se determina la decisión operativa óptima para cada etapa, asumiendo conocida la función costo futuro (FCF).

El problema del despacho hidro-térmico para la etapa t se plantea como: (PSR, 2015)

$$z_T = \text{Min} \sum_{i=1}^I c_{ij} \times g_{ij} + FCF \quad (19)$$

Sujetos a restricciones:

- Balance hídrico

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U_i} u_t(m) + s_t(m) \quad (20)$$

Esta ecuación relaciona el almacenamiento y los volúmenes de entrada y salida del embalse: el volumen final de la etapa t (inicio de la etapa $t+1$) es igual al volumen inicial menos los volúmenes de salida (turbinamiento y vertimiento) más los volúmenes de entrada (caudales laterales más los volúmenes de salida de las plantas aguas arriba).

- Límites de almacenamiento $v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (21)$

- Límites de turbinamiento $u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (22)$

- Límites en la generación térmica $g_{ij} \leq \bar{g}_j \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (23)$

- Suministro de la demanda $\sum_{i=1}^I \rho(i)u(i) + \sum_{j=1}^J g_{ij} = d_t \quad (24)$

Donde:

z_T costo operativo total del sistema

j índice de generadores (J número de generadores térmicos)

t etapa t

c_{ij} costo variable de operación de la planta j en la etapa t

g_{ij} generación de la planta j en la etapa t

I índice de las plantas hidro (I número de plantas)

$v_{t+1}(i)$ almacenamiento final de la planta i en la etapa t (variable de decisión)

$v_t(i)$ almacenamiento inicial de la planta i en la etapa t (valor conocido)

$a_t(i)$ afluencia lateral (incremental) a la planta i en la etapa t (valor conocido)

$u_t(i)$ volumen turbinado en la etapa t (variable de decisión)

$s_t(i)$ volumen vertido en la etapa t (variable de decisión)

$m \in U_i$ conjunto de plantas aguas arriba de i

$\bar{v}(i)$ y $\bar{u}(i)$ límites de almacenamiento y turbinamiento respectivamente

$\rho(i)$ coeficiente de producción de la planta i (MWh/hm³) (valor conocido)

Para la resolución del problema de despacho hidro-térmico se requiere de una simulación operativa mediante un método iterativo de solución por Programación Dinámica Dual que está constituido por dos fases:

- Fase Forward (simulación): genera los puntos interesantes de almacenamiento de los embalses en cada etapa considerando las aproximaciones de las Funciones de Costo Futuro (FCF) ya construidas. (PSR, 2015)
- Fase Backward (recursión): adiciona segmentos lineales en la aproximación de la FCF de cada etapa obtenidos alrededor de los puntos interesantes de almacenamiento generados en la fase Forward. (PSR, 2015)

Este proceso Forward-Backward se repite hasta que un criterio de convergencia sea atendido.

En cuanto a los resultados de la simulación operativa, para el horizonte de estudio, es posible obtener en valores promedio, desviaciones estándar, coeficiente de variación, valores máximos y mínimos, distribuciones acumulativas de probabilidad e histogramas, tanto a nivel gráfico como tabular. A continuación se presentan algunas de las principales salidas: (PSR, 2015)

- Valor promedio de la producción energética de las centrales de generación;
- Operación optimizada de los embalses;
- Requerimientos de combustibles del sector eléctrico;
- Precios de la energía eléctrica en el mercado ocasional;
- Valor del agua de los diferentes embalses;
- Transferencias de energía eléctrica por las interconexiones.

Como se mencionó anteriormente la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas está limitada por la capacidad de almacenamiento en los embalses, es por ello que para el estudio presentado en esta tesis, particularmente para el caso de las centrales hidroeléctricas, se utilizarán los resultados de las cincuenta series estocásticas de la producción energética

en horas de demanda punta, provenientes del “Plan Bianual de Operación 2016-2017”; y tomando en cuenta que el período de análisis de este estudio es de un año, se considerará solo el año 2016.

En la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se tratará acerca de la información requerida para las centrales térmicas.

3.3 Información post-operative

En cuanto a las centrales termoeléctricas, de acuerdo a lo que se mencionó anteriormente, son desacopladas en el tiempo y su disponibilidad está determinada principalmente por la existencia de combustible y mantenimientos (programados y no programados), razón por la cual se utilizará la información histórica de la producción de energía, que observa este tipo de factores; estos valores tienen una resolución diaria, puesto que generalmente la disponibilidad de potencia declarada diariamente es la disponible en las horas de demanda punta.

Para este tipo de centrales se tomó en cuenta esta información, debido a que a pesar de no ser despachada por el SDDP, puede ser considerada como disponible para el presente análisis de confiabilidad. Información que se puede encontrar en las bases de datos del Operador Nacional de Electricidad (CENACE).

CENACE como el Operador Nacional de Electricidad del Ecuador, cuenta con la información de la disponibilidad de potencia real de cada una de las centrales de generación del Sistema Nacional Interconectado con resolución horaria y diaria, los cuales son aprovechados en análisis técnicos y comerciales de la institución y del país.

Esta información cuenta con una base de datos histórica. Para este estudio se utilizarán los registros de la potencia (MW) disponible a partir del año 2010 hasta el año 2015 con resolución diaria. Estos valores de potencia

serán procesados agrupándolos mensualmente, de tal manera de obtener una curva de potencia anual que refleje su disponibilidad durante un año.

Una vez disponible la información necesaria de la producción de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, se procede a encontrar los modelos estocásticos de generación.

3.4 Modelos estocásticos de generación de energía eléctrica

Los modelos estocásticos de generación consisten en determinar una función de distribución de probabilidad discreta “promedio” de la energía disponible de una central de generación, la cual cuantificará el riesgo de no cubrir la demanda esperada durante un año. Esta función representa la contribución probabilística final de toda la generación de la central durante las horas de demanda pico, todo esto se realizará mediante una nueva e interesante metodología propuesta en esta tesis, la misma que se detalla en el siguiente apartado.

3.4.1 Metodología propuesta

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, para el caso de las centrales hidroeléctricas se emplearán los resultados de la simulación del SDDP, las cuales están constituidas por 50 series estocásticas correspondientes a la energía producida por cada planta de generación en el período de la curva de duración mensual correspondiente a la demanda pico, la cual comprende un periodo de 2.87% del total de las horas del mes (t_{pico}). Por consiguiente, se obtendrán 50 valores de producción por cada mes, dentro de un período de tiempo total de n cantidad de años de análisis (en el caso de estudio se selecciona el periodo de un año, sin embargo, el período de estudio total puede ser de varios años).

Así, se obtendrá un total de 12 conjuntos de 50 datos cada uno. Usando estos resultados, es posible determinar las funciones de distribución de probabilidad de producción de energía para cada uno de los meses que hayan formado parte de la simulación. Cada una de estas funciones de distribución representa la probabilidad de producción mensual de cada central de generación, la cual constituye una variable aleatoria independiente para cada mes (esto puesto que la probabilidad de generación mensual depende del resultado del proceso estocástico del SDDP en función de la programación estocástica de las variables involucradas tales como la hidrología y éstas presentan independencia entre los diferentes meses).

Para el caso de las centrales térmicas como se citó antes, se consideran los datos históricos de la producción real de cada una de las centrales térmicas, desde del año 2010 hasta el año 2015, con resolución diaria, estos valores se agruparon mensualmente de tal manera de tener 12 conjuntos. En los meses de 31 días, el conjunto es de 186 datos cada uno y en los de 30 días, el conjunto es de 180 datos, mientras que en el mes de febrero se tendrían 169 datos, esto aplica para los casos donde las centrales han iniciado su operación antes o exactamente el 1 de enero de 2010. Para el caso de las centrales que ingresaron después, se utilizó toda la información disponible hasta el año 2015.

En este sentido, para encontrar la función de distribución de probabilidad, es necesario definir una metodología que permita realizar lo siguiente:

- Determinar, a partir de las 12 funciones de distribución de probabilidad independientes de producción de energía mensual (f_k ; $k=1, 2, \dots, 12$, con variables X_k) obtenidas a partir de los resultados del SDDP (centrales hidroeléctricas) y de los datos históricos de operación (centrales termoeléctricas), una función de distribución “promedio” que represente el comportamiento promedio de producción de cada planta de generación para todo el año. Esto, puesto que, con el propósito de representar adecuadamente el comportamiento de disponibilidad

hidro-térmica, no es adecuado agrupar toda la información en un análisis integral anual ya que el comportamiento de ciertos meses atípicos de muy alta o muy baja disponibilidad podrían ser opacados.

- Transformar la función de distribución “promedio” de producción de energía a una función de distribución “promedio” de potencia disponible (centrales hidroeléctricas).

Sobre la base de lo mencionado, y usando un símil con el concepto de promedio aritmético, se define la función de distribución “promedio” f_M (con variable aleatoria X_M) como una función que permita satisfacer la siguiente ecuación:

$$f_{12^*X_M}(k) = f_{X_1+X_2+\dots+X_{12}}(k) \quad (25)$$

Así, la convolución de las 12 funciones de distribución independientes (función de distribución conjunta de las 12 funciones $f_{DC} = f_{X_1+X_2+\dots+X_{12}}$) debe ser igual a la función de distribución conjunta obtenida de convolucionar 12 veces la función de distribución “promedio” f_M , a la cual se puede denominar como la función de distribución conjunta objetivo: $f_{DCO} = f_{12^*X_M}$.

Basado en esta definición, es posible determinar la f_M identificando cada uno de los pares discretos (x_{Mi}, p_{Mi}) que conforman la f_M .

Debido a la complejidad matemática causada por la no linealidad de las operaciones de convolución sucesiva, es necesario utilizar un optimizador heurístico que permita identificar los pares discretos (x_{Mi}, p_{Mi}) óptimos que estructuren la f_M óptima que mejor satisfaga la ecuación (25). En este sentido, se debe especificar una función objetivo apropiada que permita ejecutar la identificación paramétrica detallada.

Con este propósito, se ha planteado como función objetivo la minimización de los errores cuadráticos entre los pares discretos de las funciones f_{DC} (x_{DCi} ,

p_{DCi}) y la f_{DCO} (x_{DCO_i} , p_{DCO_i}). Considerando que los rangos discretos de ambas funciones son los mismos ($x_{DCi} = x_{DCO_i}$). La función objetivo a minimizar puede ser definida de acuerdo a la ecuación (26), siendo la restricción fundamental que los parámetros a identificarse p_{Mi} cumplan la condición de representar una función de distribución de probabilidad discreta (27), es decir la suma de todos los valores discretos de las ordenadas de la función sea igual a la unidad.

$$\min OF = \alpha \cdot \sum_{i=1}^n (p_{DCO_i} - p_{DC_i})^2 \quad (26)$$

Siendo α un peso para atenuar el efecto de los valores pequeños de los p_{DCO_i} y de los p_{DC_i} , que en este caso se define como 10000. El proceso de optimización de (26) está sujeto a la siguiente restricción.

$$\sum_{i=1}^n p_{M_i} = 1 \quad (27)$$

En este sentido, el algoritmo de optimización heurístico será el encargado de identificar los parámetros óptimos p_{Mi} .

Sobre la base de los resultados registrados en la literatura, en la solución exitosa de problemas de optimización altamente no lineales, este trabajo ha seleccionado como optimizador a la versión enjambre del algoritmo de optimización de mapeo media-varianza (MVMOS) (Cepeda, 2013), el cual será explicado más adelante.

Una vez determinados los parámetros óptimos p_{Mi} , la función f_M queda identificada, representando la función de distribución “promedio” de producción anual de energía de cada una de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas que conforman el Sistema Nacional Interconectado. Esta f_M luego deberá ser transformada en la función de distribución “promedio” de potencia disponible f_{Mp} para lo cual se aplicará la ecuación (28) que permite relacionar la energía con la duración de la demanda pico.

$$x_{Mp_i} = \frac{x_{M_i}}{t_{pico}} \quad (28)$$

La Figura 3.3 presenta un diagrama de flujo que esquematiza la metodología propuesta.

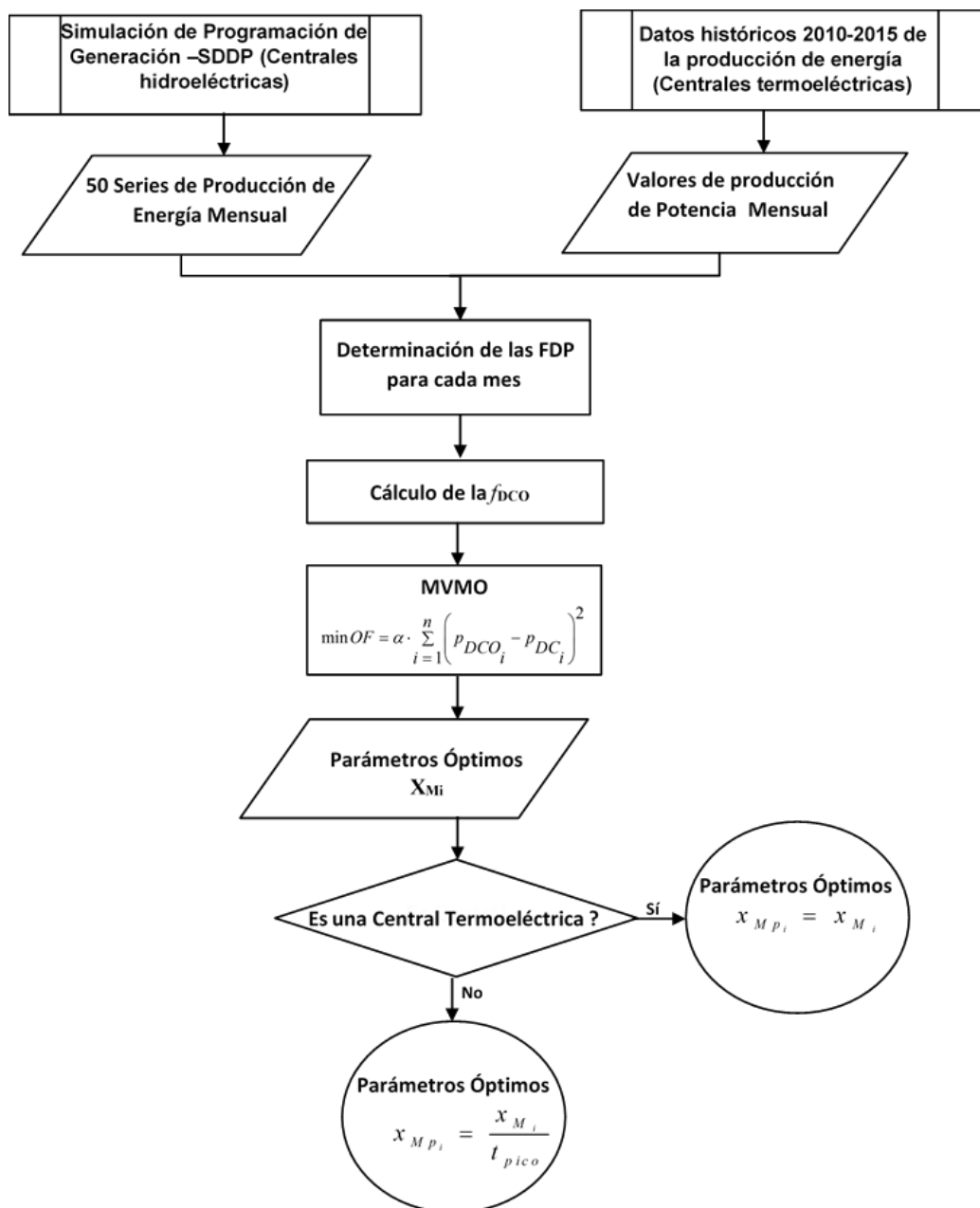


Figura 3.3: Elementos de evaluación de confiabilidad de generación

3.4.1.1 Optimización de Mapeo Media-Varianza

El procedimiento general del MVMO^S se muestra en la Figura 3.4 donde, i , k , m , y np denotan al contador evaluaciones de la función objetivo, contador de partículas, número máximo de corridas independientes, y número total de partículas, respectivamente. Este algoritmo constituye una nueva herramienta de optimización metaheurística que combina las propiedades del MVMO original (Erllich I., 2010), con la teoría de inteligencia de enjambre. Inicialmente, se definen los parámetros del algoritmo y un conjunto de soluciones candidatas, normalizadas entre $[0, 1]$, rango en el cual se realizan las operaciones subsiguientes, garantizando así una búsqueda del óptimo con las variables de control dentro de sus límites $[\min, \max]$.

En contraste con el MVMO, el MVMO^S realiza una búsqueda simultánea con np partículas, cada una caracterizada por su propia memoria, representada por su correspondiente archivo de almacenamiento dinámico de mejores soluciones y una función de mapeo.

En la etapa inicial de búsqueda, cada partícula realiza, individualmente, m evaluaciones de la función objetivo para recolectar un conjunto de posibles soluciones. Posteriormente, se produce un intercambio de información entre las búsquedas individuales, tanto para determinar la solución óptima global, como para suprimir las partículas próximas a esta (criterio de distancia euclidiana). Nuevas soluciones candidatas (descendencia) se definen heredando (cruce) algunas dimensiones del óptimo local en cada partícula, mientras que el mapeo de las dimensiones restantes (mutación) considera la media y la varianza del óptimo global.

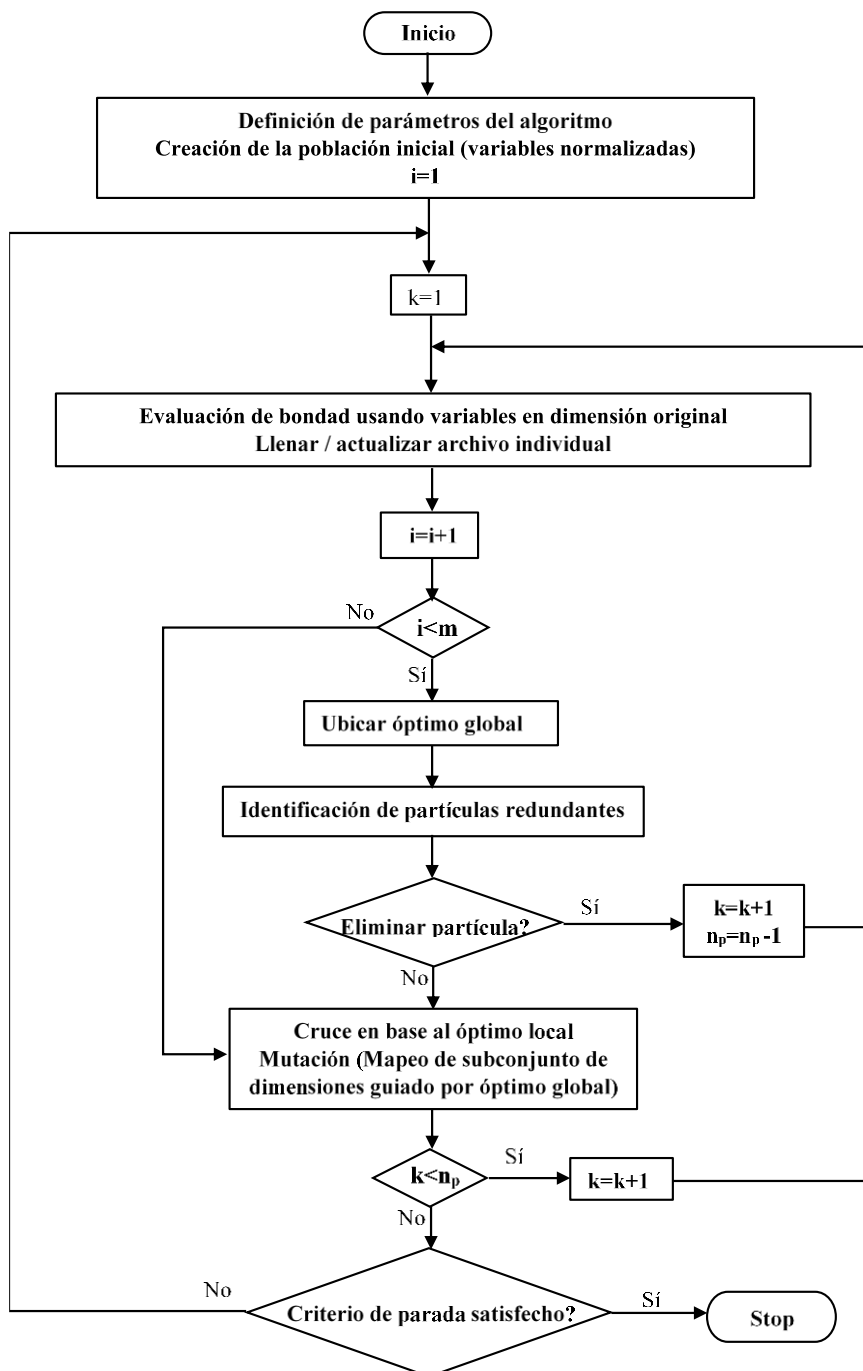


Figura 3.4: Procedimiento de MVMOS.

Fuente: Determinación de los modelos estocásticos de generación de las centrales del Sistema Nacional Interconectado

A continuación, se presenta un ejemplo de la metodología propuesta.

3.4.1.2 Modelo estocástico de generación de la central hidroeléctrica Paute

A continuación, se presenta un ejemplo de analizar las 50 series estocásticas para la generación en demanda punta de la central hidroeléctrica Paute.

En la Figura 3.5 , se presenta la función de densidad de probabilidad para los meses de diciembre 2015, mayo 2016 y septiembre 2016.

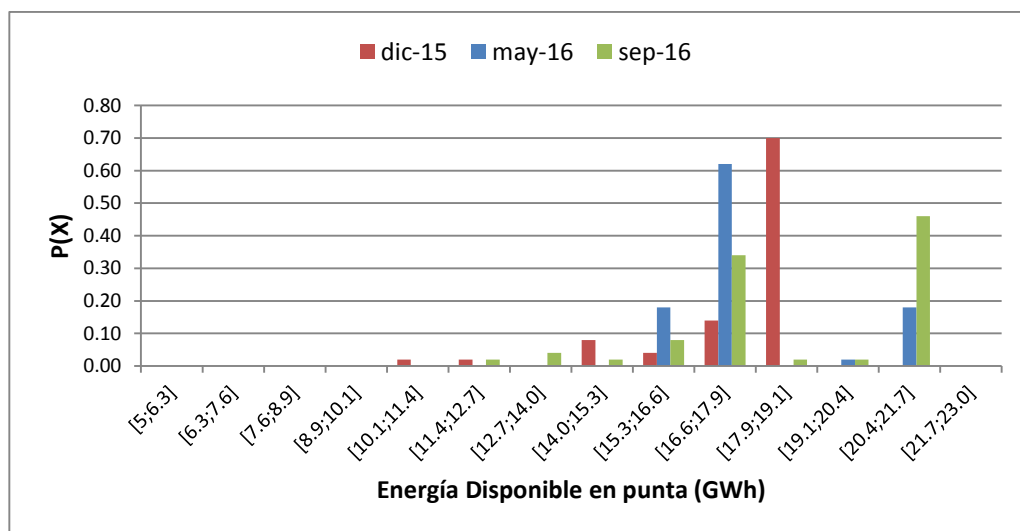


Figura 3.5: Función de distribución de probabilidad de producción de energía mensual C.H. Paute

En la Figura se presenta el comportamiento estocástico de la producción de energía mensual en punta de la central hidroeléctrica Paute.

Usando las 12 funciones de distribución de probabilidad, se calcula la función de distribución conjunta de las 12 funciones, la cual se muestra en la Figura 3.6.

En la Figura 3.6, se observa que la función de densidad conjunta no representa el comportamiento probabilístico real de la producción anual de energía en punta de la central hidroeléctrica Paute, dado que

matemáticamente está representando la superposición de las funciones de densidad de probabilidad, y lo que en realidad se requiere es una función de densidad promedio de producción de energía, tal y como se demuestra en el método propuesto en esta investigación.

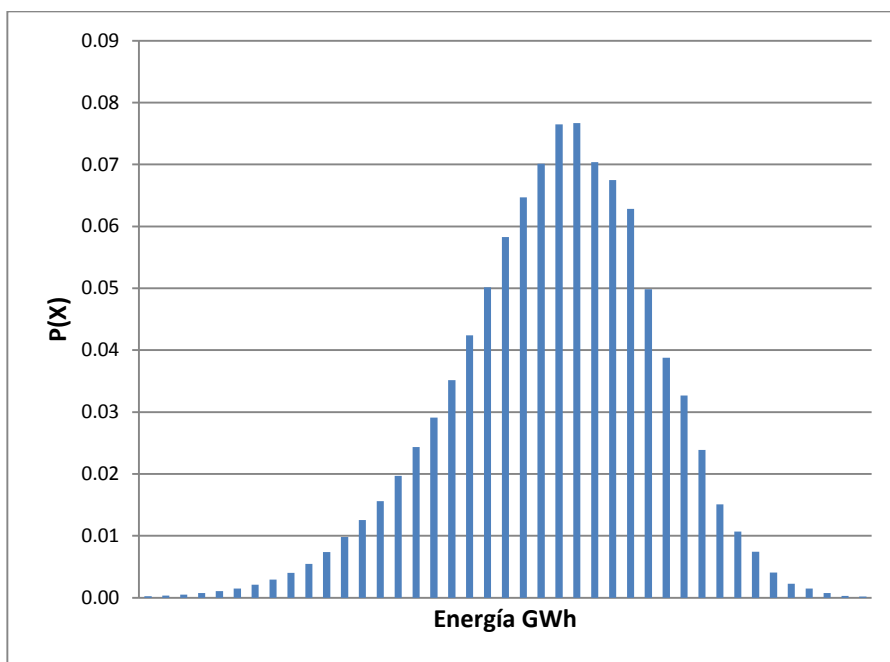


Figura 3.6: Función de distribución conjunta de las 12 funciones

Ahora, utilizando la metodología propuesta en esta tesis se determina la función de distribución de probabilidad “promedio” f_M de la central hidroeléctrica Paute, la cual se presenta en la Figura 3.7, lo que permite tener una visión probabilística de la producción de energía en punta de la central para todo el año.

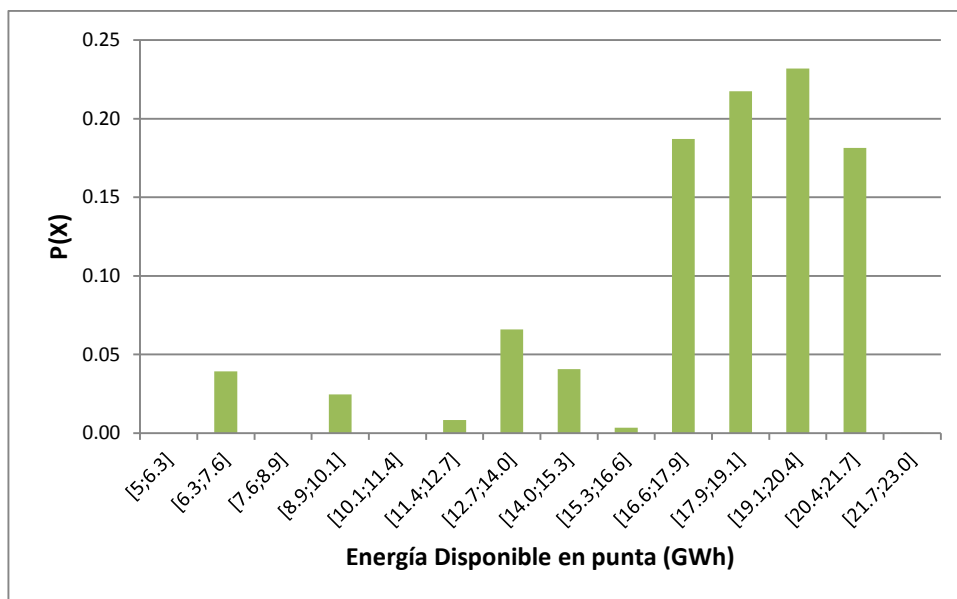


Figura 3.7: Función de distribución de probabilidad “promedio” f_M de producción de energía para el año de análisis – Central Paute

Dado que se necesita la potencia disponible en punta de la central hidroeléctrica, se determina la función de densidad “promedio” de potencia disponible f_{Mp} en punta de la central Paute. La Figura 3.8 presenta los resultados obtenidos respecto de esta función. Es posible apreciar que las mayores probabilidades de producción en punta (alrededor de 0.2) se dan entre las potencias de 789 MW a 1034 MW.

La aplicación de esta metodología permite determinar el modelo estocástico de producción en punta de la central y puede ser utilizada para cualquier tipo de tecnología.

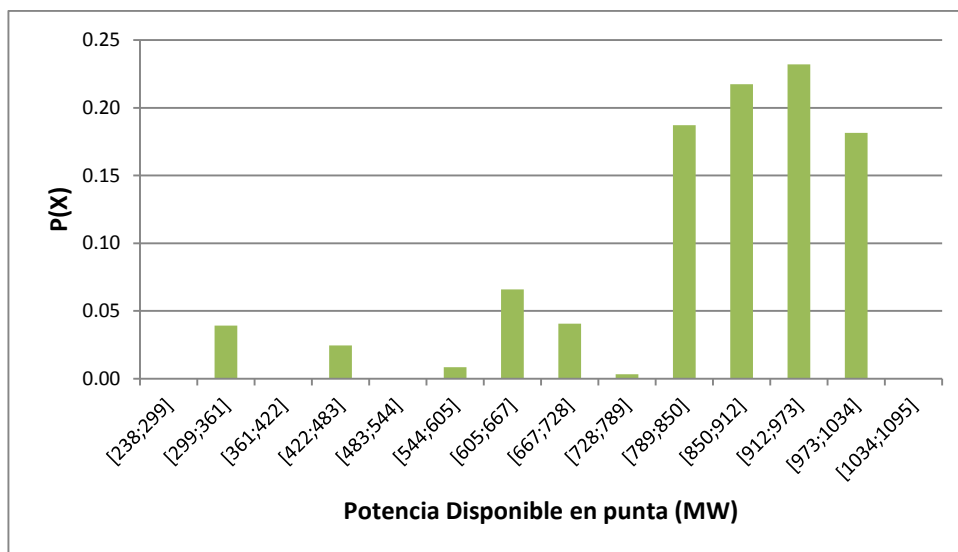


Figura 3.8: Función de distribución de probabilidad “promedio” de potencia disponible f_{Mp} para el año de análisis – Central Paute

3.4.1.3 Modelo estocástico de generación de la central hidroeléctrica Agoyán

Utilizando la metodología propuesta se realiza el mismo procedimiento para la central Agoyán. La Figura 3.9, muestra la función de distribución “promedio” f_M de la central hidroeléctrica Agoyán, lo que permite tener una visión probabilística de la producción de energía de la central.

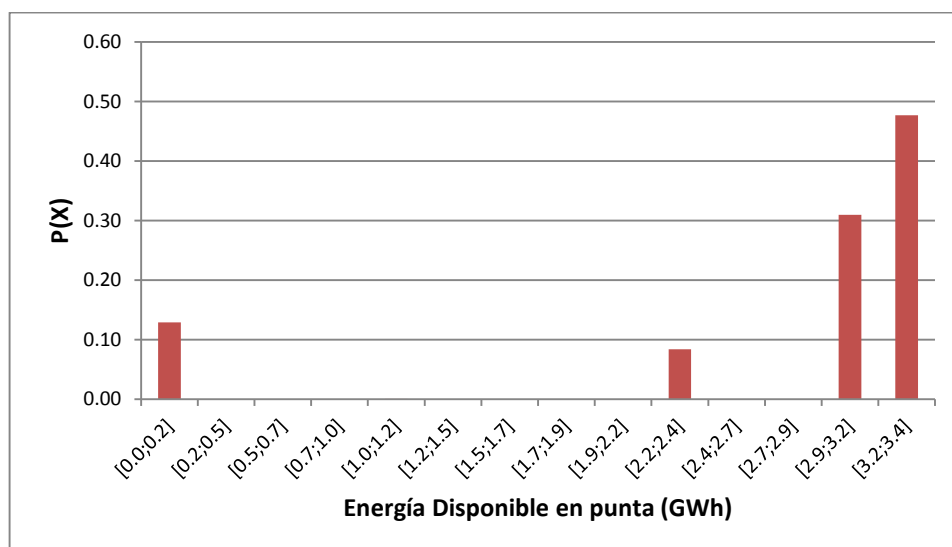


Figura 3.9: Función de distribución de probabilidad “promedio” f_M de producción de energía para el año de análisis – Central Agoyán

Dado que se necesita la potencia disponible en punta de la central hidroeléctrica, la Figura 3.10 presenta los resultados de la función de distribución de probabilidad “promedio” de potencia disponible f_{Mp} en punta de la central Agoyán.

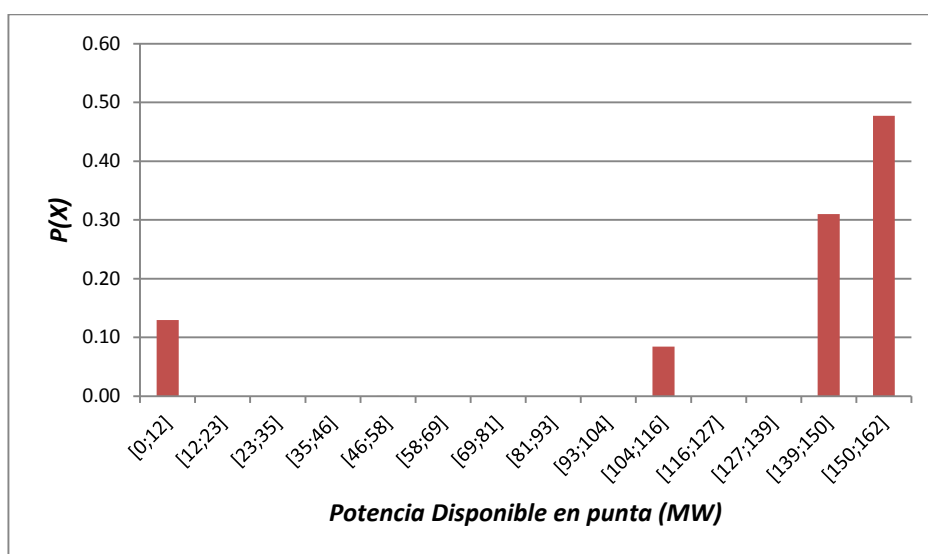


Figura 3.10: Función de distribución del probabilidad “promedio” de potencia disponible f_{Mp} para el año de análisis – Central Agoyán

Se aprecia que las mayores probabilidades de producción en punta (alrededor de 0.45) se producen entre las potencias de 139 MW a 156 MW.

3.4.1.4 Modelo estocástico de generación de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y central termoeléctrica Esmeraldas TV1.

La Figura 3.11 presenta los resultados de la función de distribución de probabilidad “promedio” de potencia disponible f_{Mp} en punta de la central Coca Codo Sinclair.

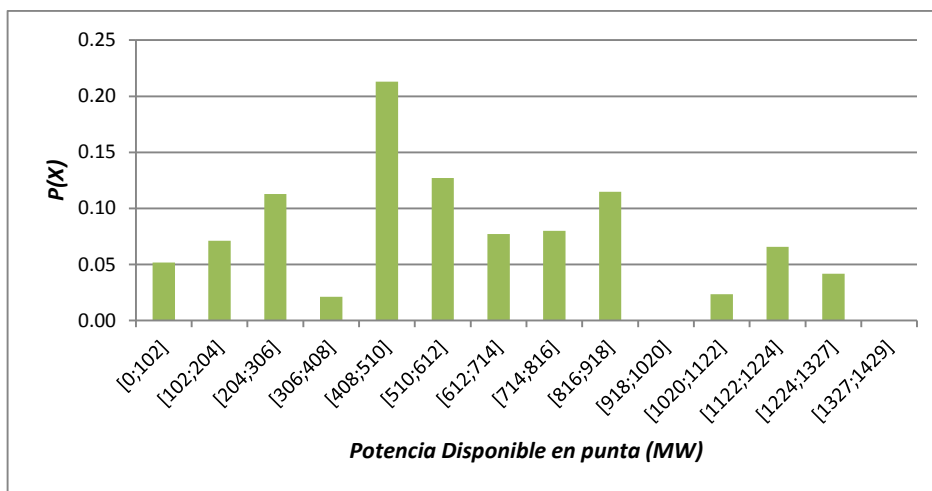


Figura 3.11: Función de distribución del probabilidad “promedio” de potencia disponible f_{Mp} para el año de análisis – Central CCS

La Figura 3.12 presenta los resultados de la función de distribución de probabilidad “promedio” de potencia disponible f_{Mp} en punta de la central Esmeraldas TV1, cabe mencionar que estos resultados parten de la información de post-operativo de la disponibilidad de potencia de la central.

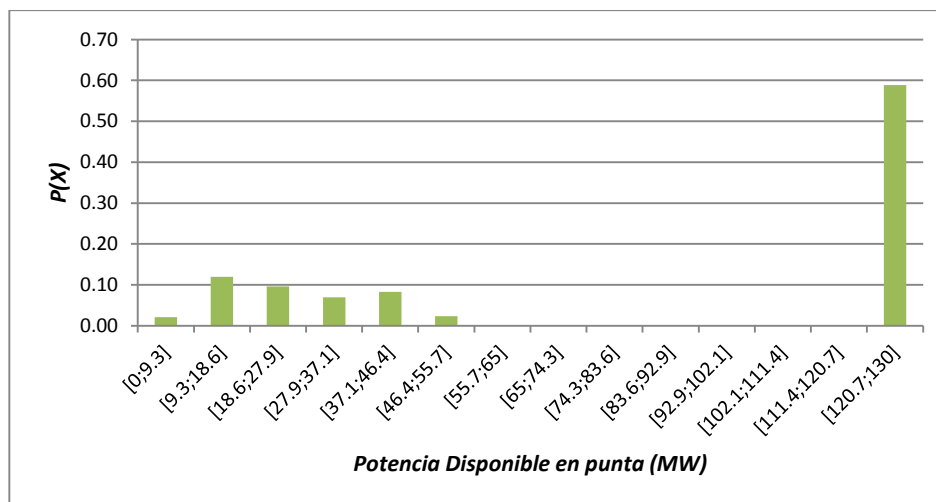


Figura 3.12: Función de distribución del probabilidad “promedio” de potencia disponible f_{Mp} para el año de análisis – Central Esmeraldas TV1

3.5 Modelación de la Carga

Para completar el modelo de riesgo (determinación de índices de confiabilidad) es necesario determinar un modelo de carga a ser considerado en la base de datos de PowerFactory. Para esto, se consideró la carga de las 19:30 que es el momento del día donde generalmente se produce la demanda máxima. Para este estudio se tomaron los valores de la demanda punta del año 2015, tal como se indica en la Figura 3.13 y en la Figura 3.14. Se tomó la demanda máxima debido a que en este período se desea analizar la capacidad que se dispone para abastecer esta demanda, esta es una premisa conceptual del análisis de adecuación de generación.

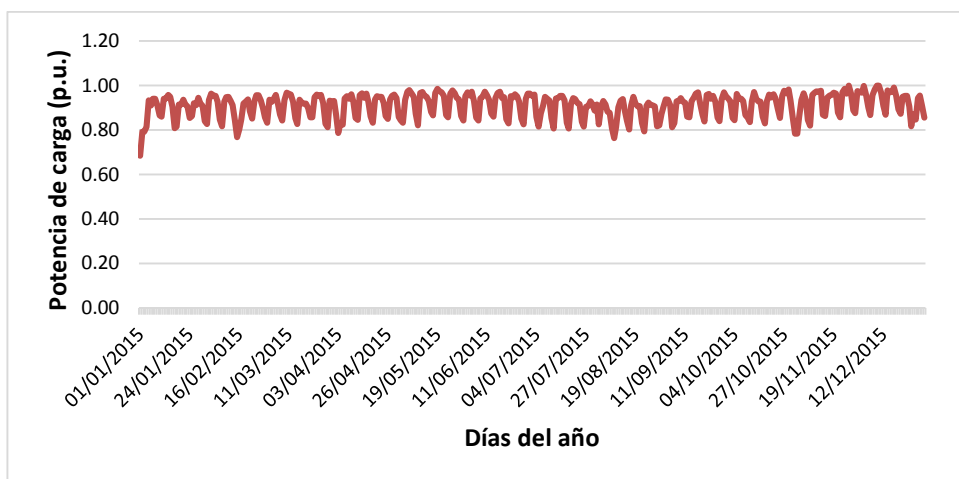


Figura 3.13: Curva de carga pico diaria en el año

Al ordenar cada uno de los puntos de la curva de carga horaria se obtiene la curva de duración de carga pico anual como se indica en la Figura 3.14.

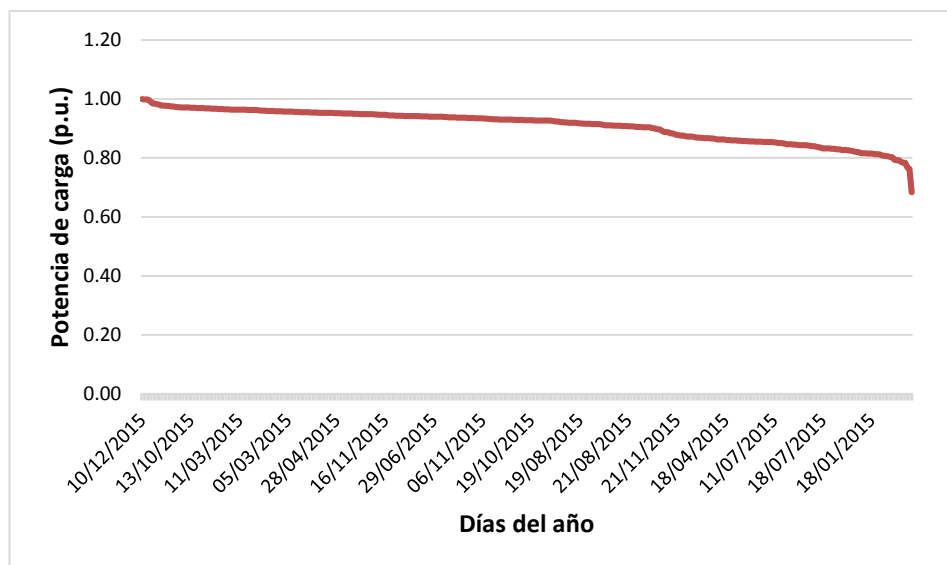


Figura 3.14: Curva de duración de carga anual

El comportamiento mostrado en la Figura 3.13 y en la Figura 3.14 se utiliza para modelar las cargas del SNI.

Por otro lado, una vez encontrada la función de distribución de probabilidad discreta de potencia disponible de cada planta de generación para un año y el modelo de carga, se aprovechará la funcionalidad del módulo de Generation Adequacy de PowerFactory para la evaluación de la adecuación de generación. Sin embargo, es aún necesario especificar el modelo del parque eólico puesto que el propósito de esta investigación es analizar el impacto de su penetración en el SNI. Este modelo será presentado en la siguiente sección.

3.6 Modelación del Parque Eólico

La curva de producción de cada uno de los aerogeneradores modelados es tomada de la marca Golwind, en este caso se utiliza el modelo GW70/1500, como se muestra en la Figura 3.15, siendo el rango de operación para velocidades de viento de arranque comprendidas entre 3 y 25 m/s con una

potencia de 1.5 MW, ya que de acuerdo al “Atlas Eólico del Ecuador” el rango de velocidad del viento de los emplazamientos donde se encuentra el potencial factible en Ecuador (Carchi, Imbabura, Cuenca y Loja) está dentro de ese intervalo. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013) (Calderón, 2012) (Carrión, 2014)

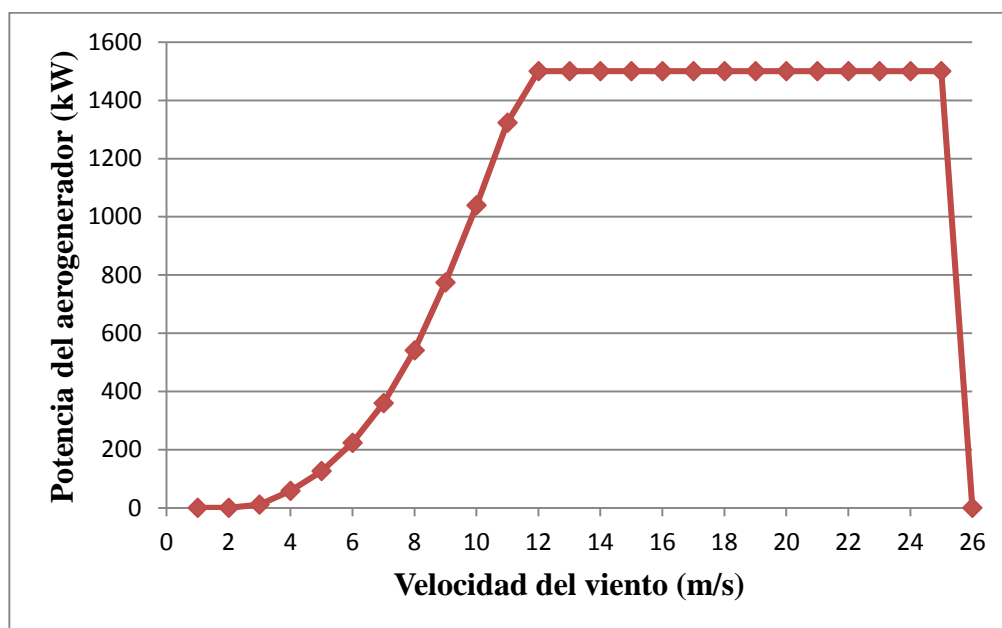


Figura 3.15: Curva de Potencia de los aerogeneradores
Fuente: (Lucio Cruz, 2014)

Cabe indicar que, para obtener la potencia efectiva de cada granja eólica creada, se debe modelar cada uno de los aerogeneradores que representan la granja eólica para obtener la potencia requerida para el sistema.

3.7 Adecuación de generación en DIgSILENT PowerFactory

La herramienta “Generation Adequacy” de DIgSILENT PowerFactory está diseñada específicamente para evaluar la adecuación de generación del sistema de potencia. Esta herramienta se utiliza para determinar la

contribución de la generación de energías renovables no convencionales (en este caso eólica) a la capacidad general del sistema y para determinar la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) y la Demanda Esperada No Suministrada (EDNS, por sus siglas en inglés). (DigSILENT GmbH Heinrich-Hertz-Strabe 9, 2011)

La evaluación analítica de adecuación de generación requiere que a cada generador del sistema se le asigne un número de “estados” probabilísticos que determinen la probabilidad de operación del generador a varios niveles de potencia de salida.

Del mismo modo, a cada una de las cargas del sistema se le asigna una característica o patrón de comportamiento, la cual determina el nivel de carga real del sistema en cualquier instante. Sin embargo, con el número de generadores y cargas modeladas, los estados de generación y demanda son considerablemente grandes, por lo que los escenarios para el análisis se expanden rápidamente, de tal manera que se hace imposible resolver en un plazo razonable de tiempo de forma determinista. Tal problema es ideal para la simulación de Monte Carlo. (Cepeda, 2013)

3.7.1 Método Monte Carlo

Los métodos de Monte Carlo son una clase de algoritmos computacionales que se basan en el muestreo aleatorio repetido para calcular sus resultados. Estos métodos son a menudo utilizados en simulaciones computacionales de sistemas físicos y matemáticos (Cepeda, 2013). Los métodos de Monte Carlo son más adecuados para el cálculo realizado por un ordenador y tienden a ser utilizados cuando no es factible calcular un resultado exacto con un algoritmo determinista. El método de Monte Carlo realiza una simulación de muestreo utilizando secuencias de números aleatorios uniformes, generando un estado aleatorio del sistema, este estado se

compone de: generación aleatoria, estados de funcionamiento y de puntos de tiempo al azar.

Los estados de funcionamiento de generación tendrán una potencia de generación correspondiente, mientras que los puntos de tiempo tendrán una potencia de generación y demanda correspondiente (DigSILENT GmbH Heinrich-Hertz-Strabe 9, 2011).

Dado que el método de Monte Carlo requiere un número determinado de iteraciones para lograr la convergencia (e.g. 10000), es común utilizar un criterio de parada. En el caso de la aplicación utilizada, este criterio de parada es definido por la varianza. A continuación, se presentan las expresiones matemáticas de los límites superiores e inferiores para el cálculo de la varianza:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \quad (29)$$

Donde:

- n : es el número de muestras
- y_i : es la muestra
- \bar{y} : es la media de la muestra

El 90% del intervalo de confianza se calcula según la siguiente expresión:

$$CL = \bar{y} \pm \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \cdot z \quad (30)$$

Donde z es la probabilidad inversa estándar para la distribución *t-Student* (DigSILENT GmbH Heinrich-Hertz-Strabe 9, 2011), (Fishman, 1999), con un intervalo de confianza de 90%.

El valor de la demanda no suministrada (DNS, por sus siglas en inglés) se calcula para cada estado. Este proceso se realiza para un número específico de iteraciones. Al final de la simulación, los valores de la probabilidad de

pérdida de carga (LOLP) y la pérdida de carga esperada (LOLE) son índices calculados como valores promedio de todas las iteraciones realizadas.

Para entender mejor el proceso de simulación de Monte Carlo a continuación se presenta un ejemplo compuesto de tres generadores G1, G2, G3 y tres cargas Carga A, Carga B, Carga C, el cual se muestra en la Figura 3.16 , para este ejemplo el método de Monte Carlo simula estados de operación del sistema aleatorios o al azar.

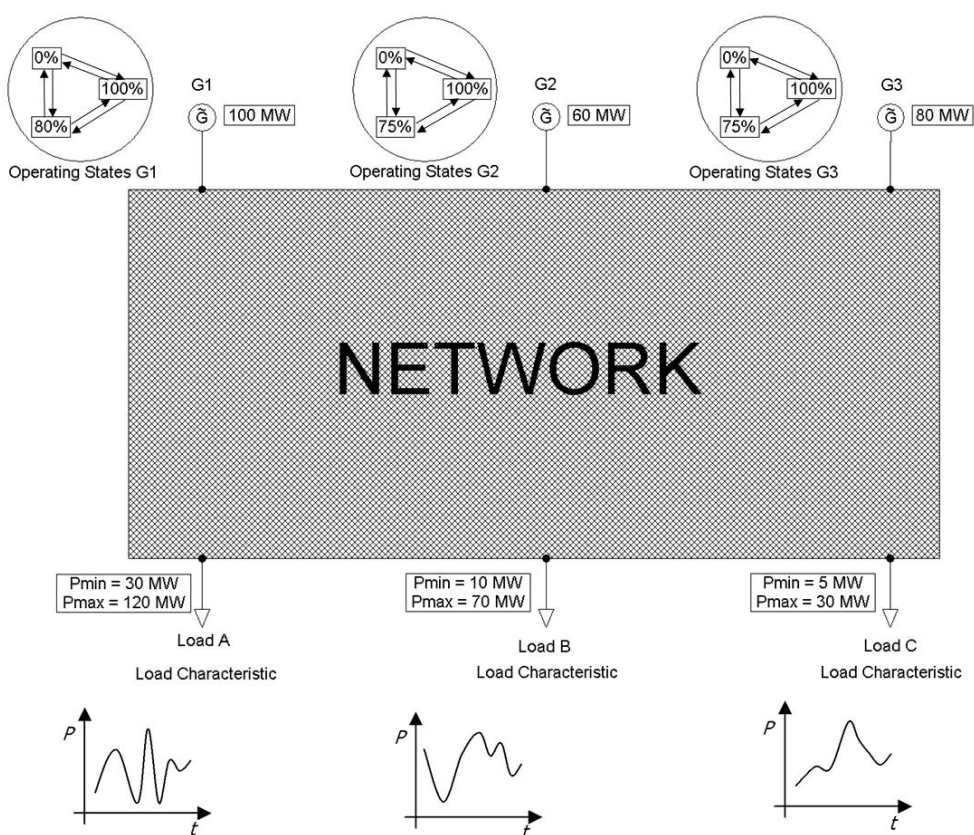


Figura 3.16: Ejemplo de sistema de generación
Fuente: DIgSILENT PowerFactory Version 15.1 Tutorial

Entonces la demanda total del sistema se calcula sumando todas las demandas mientras que la generación total corresponde a la suma de todos los generadores, con estos resultados es posible obtener la Demanda No Suministrada (DNS), que se definió en la sección 2.3.1.2

La Tabla 3.3 muestra un ejemplo de 6 estados aleatorios de demanda y generación.

Tabla 3.3
Ejemplo análisis Monte Carlo

Iteración	G1 MW	G2 MW	G3 MW	ΣG	Carga			$\Sigma Carga$	DNS max (0, $\Sigma D - \Sigma G$)	DNS > 0
					A MW	B MW	C MW			
1	100	60	60	220	85	60	30	175	0	No
2	0	45	60	105	60	50	20	130	25	Sí
3	80	0	90	170	110	35	10	155	0	No
4	100	60	60	220	40	50	15	105	0	No
5	80	45	90	215	60	40	20	120	0	No
6	80	60	0	140	90	50	5	145	5	Sí
Total									30	2

Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1 Tutorial

Adicionalmente, una vez calculados los valores de la Demanda No Suministrada se prosigue a encontrar los índices de la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) y la Demanda No Suministrada Esperada (EDNS), de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$LOLP = \frac{N_{DNS}}{N} \times 100\% \quad (31)$$

$$EDNS = \frac{\sum DNS}{N} \quad (32)$$

Donde N_{DNS} es el número de iteraciones donde DNS es mayor a cero y N es el número total de iteraciones.

$$LOLP = \frac{2}{6} \times 100 = 33.33\%$$

$$EDNS = \frac{30}{6} = 5MW$$

3.7.2 Modelos estocásticos de generación hidroeléctrica y termoeléctrica en PowerFactory

El modelo estocástico para el objeto generación se utiliza para definir los estados de disponibilidad de un generador. Un número ilimitado de estados es posible con cada estado dividido en:

- Disponibilidad de generación (en %);
- Probabilidad de ocurrencia (en %).

Esto significa que para cada estado, se deben especificar la capacidad de generación total disponible en % de la producción máxima, junto con su probabilidad de ocurrencia, Figura 3.17. La columna de la probabilidad de ocurrencia está limitada de forma automática, de modo que la suma sea igual al 100%.

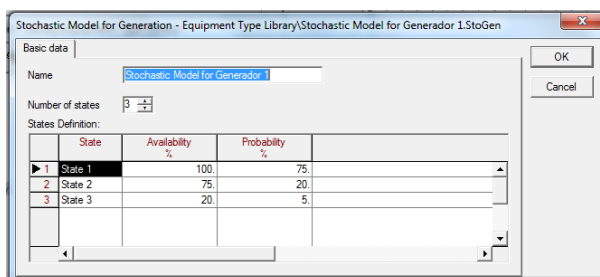


Figura 3.17: Modelo estocástico para generación
Fuente: DIgSILENT PowerFactory Version 15.1 Tutorial

La potencia activa (W) máxima del generador se calcula como:

$$P_{nom} = S_{nom} \times \cos(\theta) \quad (33)$$

Donde S_{nom} es la potencia nominal aparente y $\cos\theta$ es el factor de potencia nominal.

3.7.3 Modelo de generación eólica en PowerFactory

La modelación de la generación eólica inicia especificándose la velocidad del viento (m/s) frente a la potencia de salida nominal (p.u o MW). La Figura 3.18 muestra la curva.

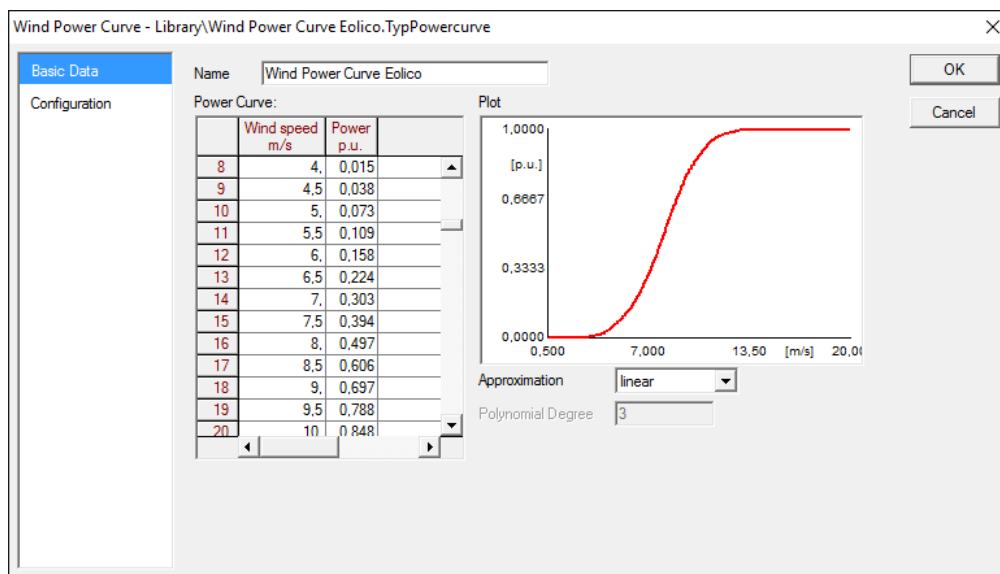


Figura 3.18: Curva de potencia del generador eólico

Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1 Tutorial

Adicionalmente, el programa permite asignar un comportamiento estocástico a la generación eólica, mediante la distribución de Weibull. La velocidad media del viento, y el factor de forma (Beta) de la distribución pueden ser ajustados para lograr la característica deseada del viento para cada aerogenerador. Para este estudio se consideró los valores encontrados en el artículo publicado en la revista “energía” 2016 de CENACE titulado “Análisis del Recurso Eólico mediante la Transformada Wavelet con Aplicación a la Estimación de la Producción Eléctrica en Aerogeneradores” (Juan Carlos, 2016)

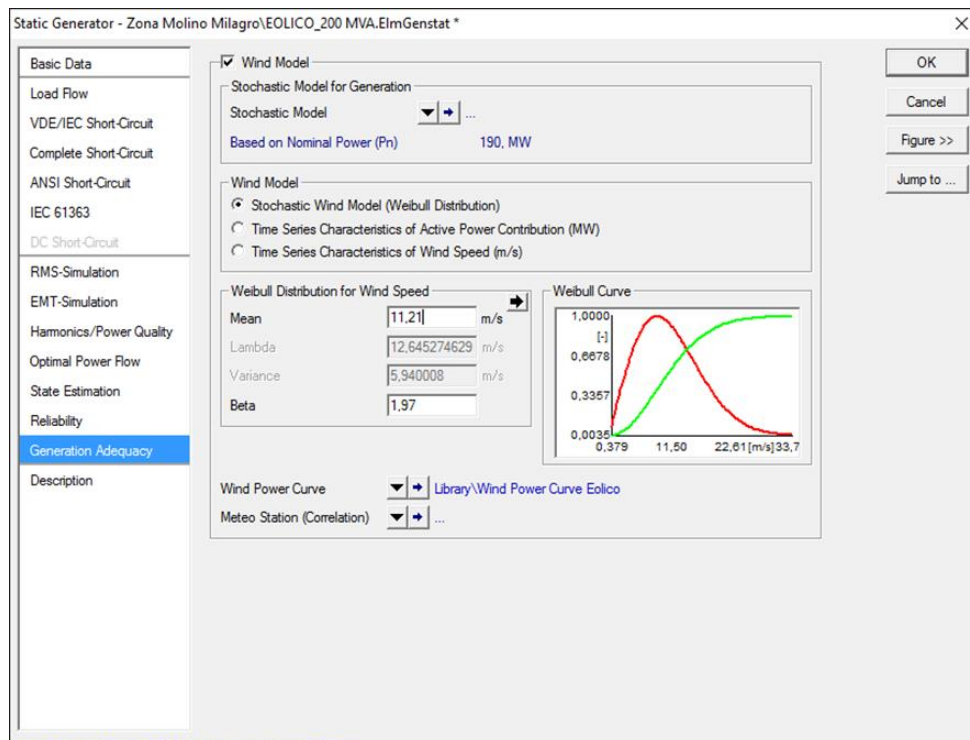


Figura 3.19: Curva de Distribución Weibull del aerogenerador

Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1 Tutorial

3.7.4 Modelo de la demanda en PowerFactory

La base de datos a utilizarse en este estudio, tiene las características técnicas (Potencia activa (MW), factor de potencia, etc.) Figura 3.20 de cada una de las demandas que conforman el SNI, sin embargo, para el análisis en cuestión es necesario que cada demanda o punto de consumo de energía, tenga un comportamiento específico en cada día, puesto que no en todos los días el consumo de energía eléctrica es igual, por ejemplo en los días laborables el consumo es más alto que en los fines de semana y feriados.

En efecto, la demanda de energía es un fenómeno aleatorio, ya que no se puede determinar con exactitud para ningún instante de tiempo futuro, razón por la cual se hacen predicciones, las mismas que están sujetas a una incertidumbre. (Carlos J Zapata, 2006)

No obstante, existen patrones típicos de comportamiento de consumo mes a mes del año, día a día de la semana y hora a hora del día, que dependen principalmente de los hábitos de vida de los usuarios, actividades productivas, situación económica y el clima; (Carlos J Zapata, 2006) es por ello que para estimar el comportamiento aleatorio de la demanda de este estudio, se utilizará la curva de duración de la demanda del año 2015, explicada en este capítulo, sección 3.5 de esta tesis, la misma que servirá como un patrón de consumo de la demanda máxima de los 365 días del año. Es decir, la curva de duración de la demanda del año 2015 se ingresará en el programa PowerFactory para asignar a cada demanda un comportamiento.

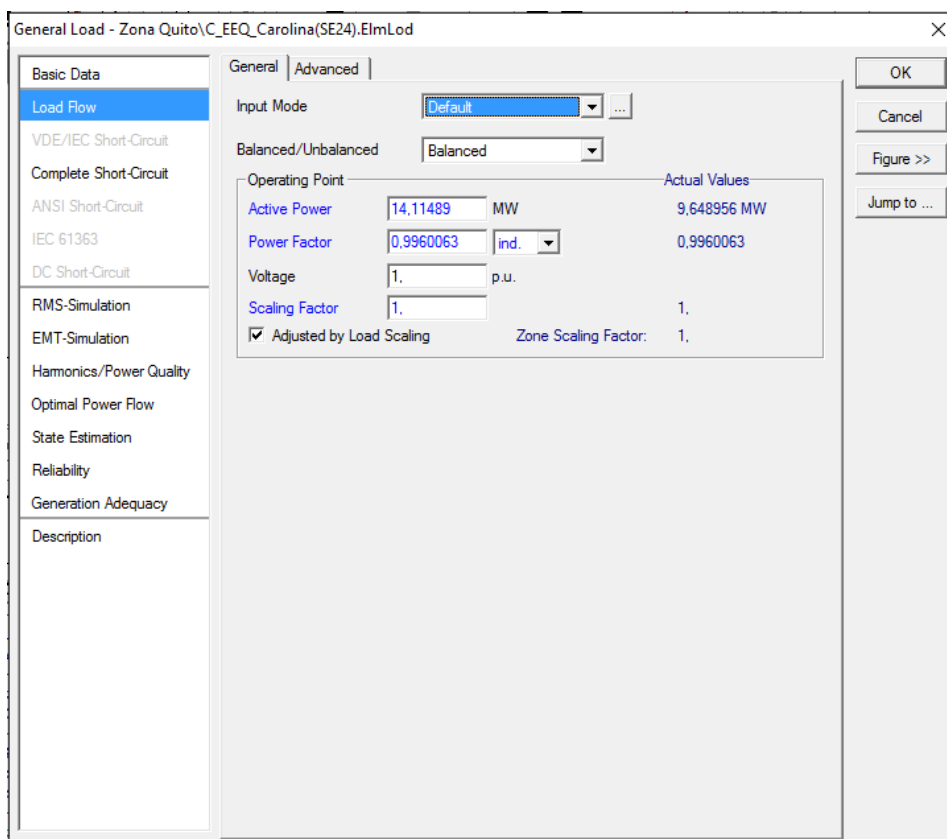


Figura 3.20: Modelo de la demanda en PowerFactory
Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1 Tutorial

CAPÍTULO 4

RESULTADOS

4.1 Supuestos considerados

Para el presente análisis se ha utilizado la base de datos del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (SNI) autónomo (sin importaciones y exportaciones), en formato PowerFactory de DIgSILENT, la cual ha sido proporcionada por la Gerencia Nacional de Planeamiento Operativo del Operador Nacional de Electricidad CENACE.

También en la Tabla 4.1 se presenta la composición energética del sistema eléctrico ecuatoriano.

Tabla 4.1
Composición de la generación

Potencia MW	dic-15	Nueva Generación	Total
Hidroeléctrica	2316	1882	4198
Termoeléctrica	2018		2018
Biomasa	67.5		67.5
Renovables	16.5		16.5
Total	4418	1882	6300

Fuente: Plan Bianual de Operación del SNI 2016-2017

La Tabla 4.2 muestra el resumen de la generación y la demanda a ser consideradas.

Tabla 4.2
Demanda y generación total

ítem	P (MW)
Demanda pico Total Anual	4130
Generación Convencional *(H+T+B)	6283.5
Generación Eólica	16.5
Generación Total	6300

*H hidroeléctrica, T térmica, B biomasa

Fuente: Plan Bianual de Operación del SNI 2016-2017

4.2 Casos de estudio

Para la evaluación de la confiabilidad del SNI, se han planteado tres casos de estudio, considerando diferentes escenarios de ingreso de energía eólica, sobre la base del potencial presentado en el “Atlas Eólico del Ecuador”, mostrado en el Capítulo 1, sección 1.2 de esta tesis:

- Caso base: Escenario con la generación actual y planificada en el plan de expansión (año 2016).
- Caso 1: Escenario considerando el ingreso de 200 MW de energía eólica que sustituirán a generación térmica existente en el SNI, preservando la capacidad instalada del Caso Base. Los emplazamientos de instalación de dicha generación han sido analizados tomando en cuenta el “Atlas Eólico del Ecuador” (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013), estos se encuentran distribuidos entre las provincias de Loja, Imbabura, Carchi y Azuay.
- Caso 2: Escenario considerando el ingreso de 500 MW de energía eólica que sustituirán a generación térmica existente en el SNI, preservando la capacidad instalada del Caso Base. Magnitud de la generación eólica que corresponde al 63% del potencial factible a corto plazo con el que cuenta Ecuador, información tomada del “Atlas Eólico del Ecuador” (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013), esta energía se encuentra distribuida entre las provincias de Loja, Imbabura, Carchi y Azuay.
- Caso 3: Escenario considerando el ingreso de 800 MW de energía eólica que sustituirán a generación térmica existente en es SNI, preservando la misma capacidad instalada del Caso Base. Este valor corresponde al potencial factible a corto plazo con el que cuenta Ecuador, información tomada del “Atlas Eólico del Ecuador” (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013), esta energía se encuentra distribuida entre las provincias de Loja, Imbabura, Carchi y Azuay.

4.2.1 Caso Base

La simulación en DlgSILENT PowerFactory debe ser inicializada antes de empezar un análisis de adecuación de generación. Se utiliza el comando de flujo de potencia en AC (Corriente Alterna) para inicializar eléctricamente el caso en estudio. Adicionalmente, para el análisis de Adecuación propiamente dicho se debe especificar un porcentaje referencial de pérdidas de potencia en el sistema de transmisión, este estudio considera el 3% en pérdidas en el sistema de transmisión. (Consejo Nacional de Electricidad(CONELEC), 2013).

El período considerado para el estudio de adecuación de generación en este caso es de un año (365 días), tomando en cuenta la generación actual y planificada a ingresar (año 2016).

A continuación, se presentan los resultados gráficos de distribución de probabilidad acumulada para el Caso Base, obtenidos a partir del análisis de Adecuación de Generación.

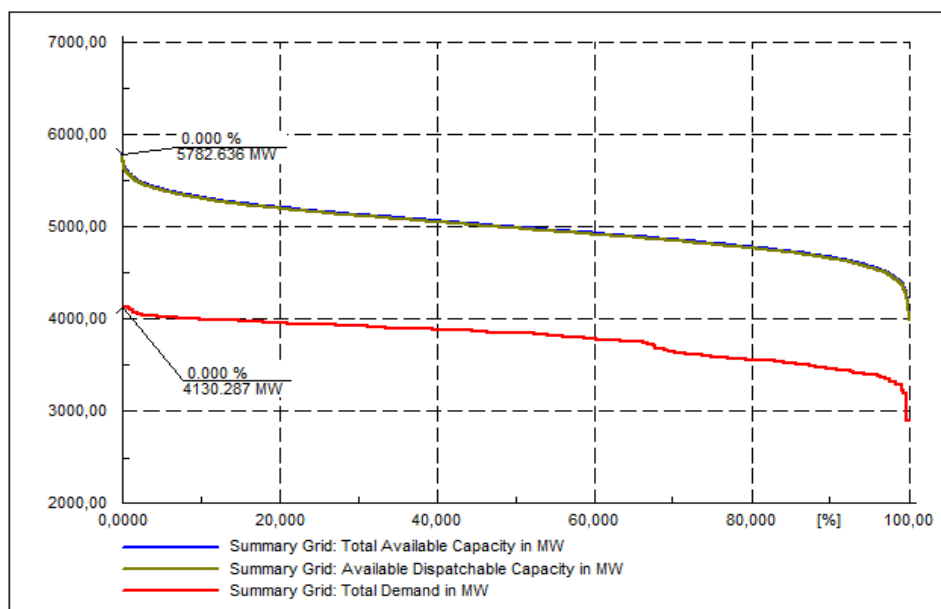


Figura 4.1: Disponibilidad de generación y demanda

Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1 Tutorial

La Figura 4.1 muestra el gráfico de distribución de probabilidad acumulada para la disponibilidad de generación total (línea azul) y demanda total (línea

roja), la capacidad de generación convencional (línea verde oscuro) donde se aprecia su variación debido a la estocasticidad de la generación eólica y demanda.

También en la Figura 4.1 se aprecia que el valor de máxima capacidad disponible de generación es de 5783 MW, mientras que la capacidad efectiva instalada es de 6300 MW, esto se debe a los modelos estocásticos de generación determinados, dado que algunas centrales de generación no disponen de toda su capacidad en la hora pico debido a restricciones técnicas (manejo de embalses, mantenimientos, etc.), este análisis en detalle se encuentra el Capítulo 3.

En la Figura 4.1 , a simple vista, se podría deducir que no existe demanda no suministrada, ya que la capacidad de generación total (línea azul) es superior a la demanda (línea roja); sin embargo, en la Figura 4.2 se muestra la curva de la reserva total de generación, a partir de la cual se puede determinar que existe probabilidad de pérdida de carga (LOLP) mayor que cero.

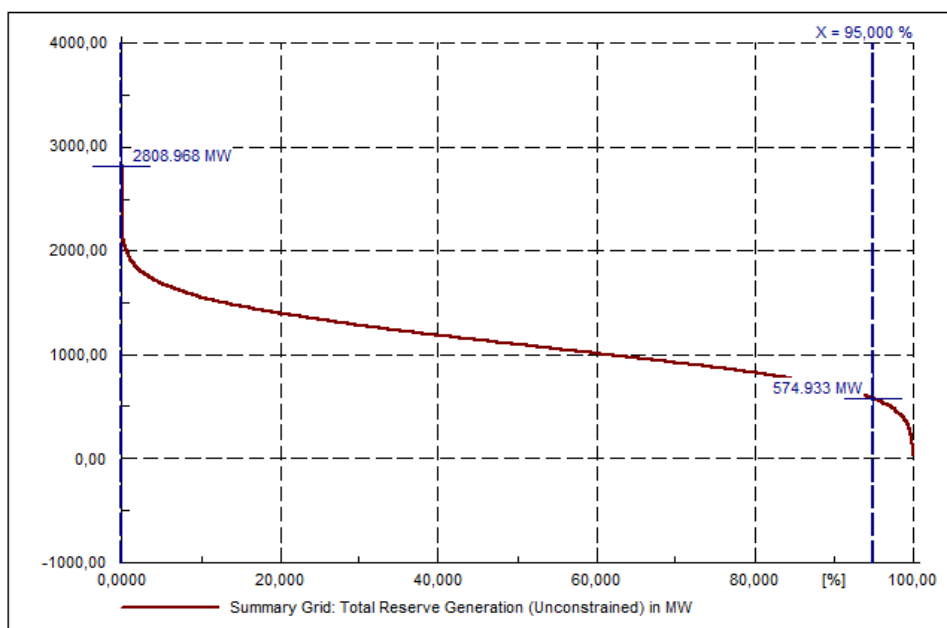


Figura 4.2: Reserva de generación
Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1

La Figura 4.3 muestra un acercamiento del punto crítico de la reserva de generación, la cual permite determinar el LOLP, donde la reserva es cero. Adicionalmente se aprecia que con un nivel de confianza del 95% (Federal Ministry for Economic Cooperation and Development, 2013) se tiene una reserva de 574 MW.

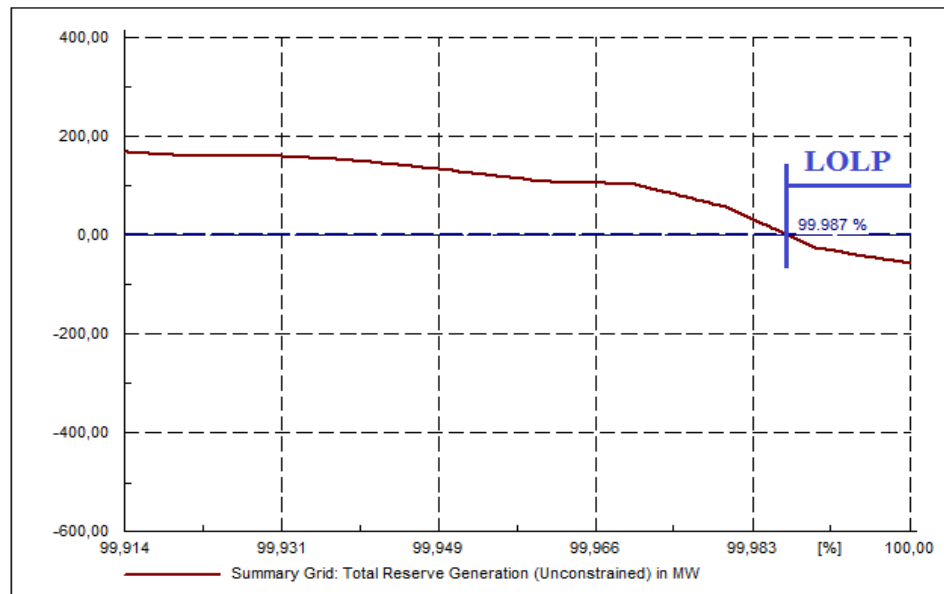


Figura 4.3: Reserva de generación y cálculo del LOLP

Fuente: DiGSILENT PowerFactory Version 15.1

La Figura 4.3 muestra la curva de distribución de probabilidad acumulada para la reserva total del sistema. Se observa que existe déficit de reserva de generación aproximadamente a partir del intervalo de probabilidad del 99.987 %, esto es $P(\text{Reserva} \leq 0) \approx 0.013\%$. En este caso existe probabilidad de pérdida de carga, LOLP, el cual tiene un valor aproximado de 0.013%, el mismo que se encuentra dentro del valor sugerido por la NERC en su boletín “Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning” de marzo de 2011, de 0.02% aproximadamente. ((NERC), 2011) (Phoon, 2006)

La Figura 4.4 muestra el comportamiento estocástico de la generación eólica de la central Villonaco de 16.5 MW, se aprecia que la capacidad de generación es demasiado pequeña en comparación con la capacidad

instalada del sistema, por lo tanto, el mismo no tiene afectación sobre la confiabilidad del SNI. Sin embargo, de esta figura se puede concluir que la central eólica tiene una probabilidad menor al 40% para generar su potencia máxima.

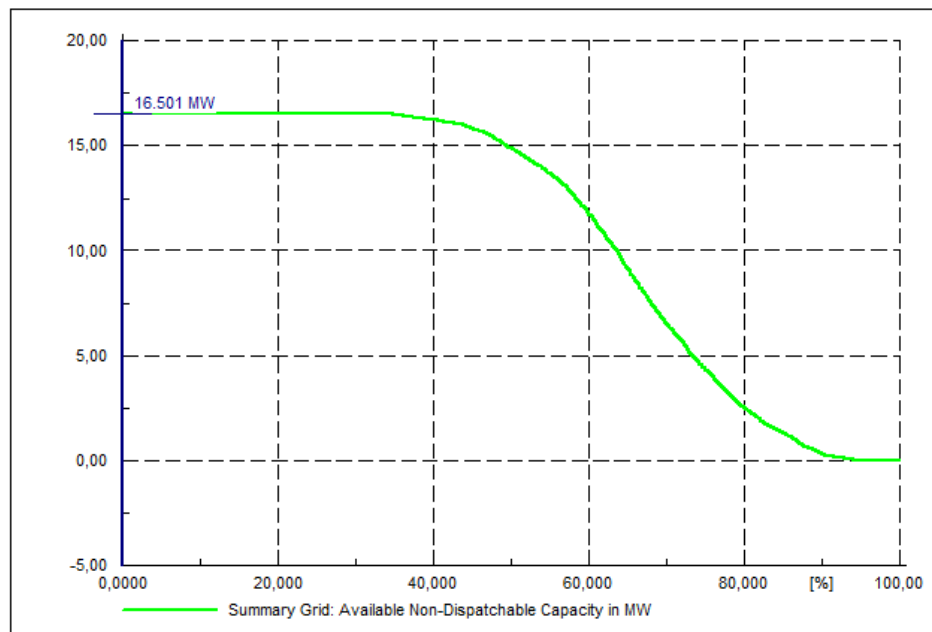


Figura 4.4: Disponibilidad de generación eólica

Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1

Las Figura 4.5 y Figura 4.6 muestran las curvas de convergencia de las simulaciones de Monte Carlo para los índices LOLP y DNS. Es posible apreciar como la variabilidad de los resultados disminuye en función del número de simulaciones de Monte Carlo, hasta que se llega a la estabilización o convergencia.

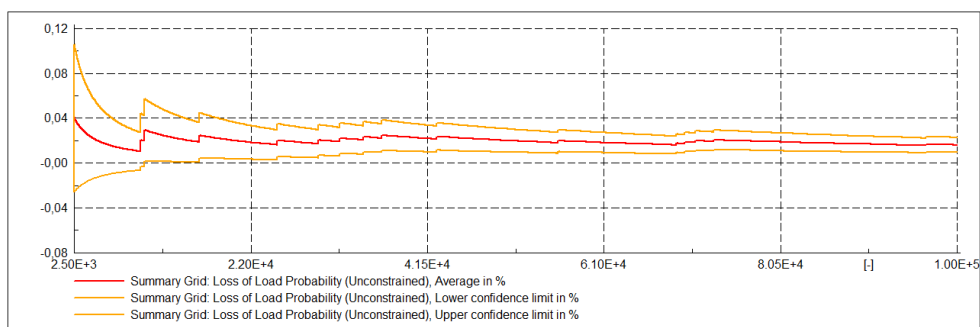


Figura 4.5: Convergencia del valor del LOLP
Fuente: DigSILENT PowerFactory Version 15.1

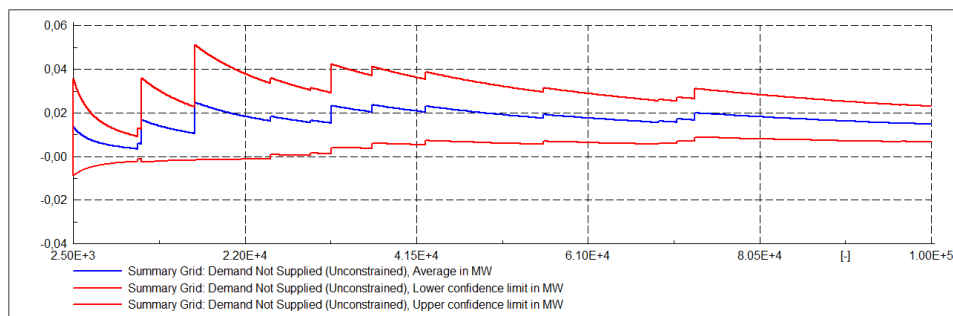


Figura 4.6: Convergencia del valor del DNS
Fuente: DigSILENT PowerFactory Version 15.1

4.2.2 Caso 1

Este escenario considera la sustitución de 200 MW de generación termoeléctrica por 200 MW de generación eólica. A continuación, se presentan los gráficos de distribución de probabilidad acumulada.

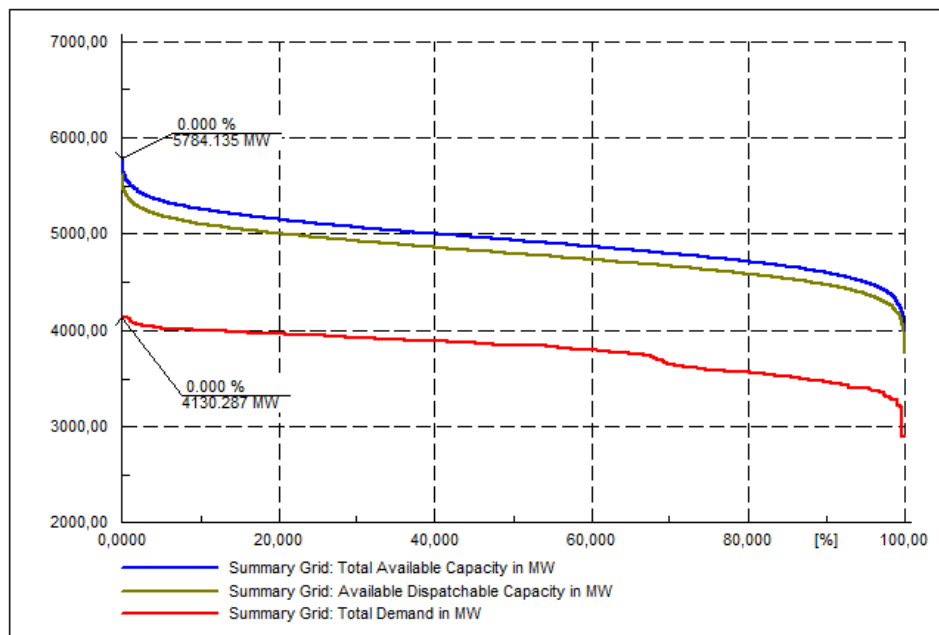


Figura 4.7: Disponibilidad de generación y demanda Caso 1

Fuente: DIgSILENT PowerFactory Version 15.1

La Figura 4.7 presenta la distribución de probabilidad acumulada para la disponibilidad de generación total (línea azul) y demanda total (línea roja), la capacidad de generación convencional (línea verde oscuro) donde se aprecia su variación debido a la estocasticidad de la generación eólica y demanda.

También la Figura 4.7 muestra que el valor de máxima capacidad disponible de generación es de 5784 MW, mientras que la capacidad efectiva instalada es de 6300 MW, esto se debe a los modelos estocásticos de generación determinados, dado que algunas centrales de generación no disponen de toda su capacidad en la hora pico debido a restricciones técnicas (manejo de embalses, mantenimientos, etc.), este análisis en detalle se encuentra en el capítulo 3.4.1.2.

En la Figura 4.8 se presenta la curva de la reserva total de generación, donde se aprecia que existe un punto crítico donde la reserva es menor que cero y por consiguiente existe LOLP.

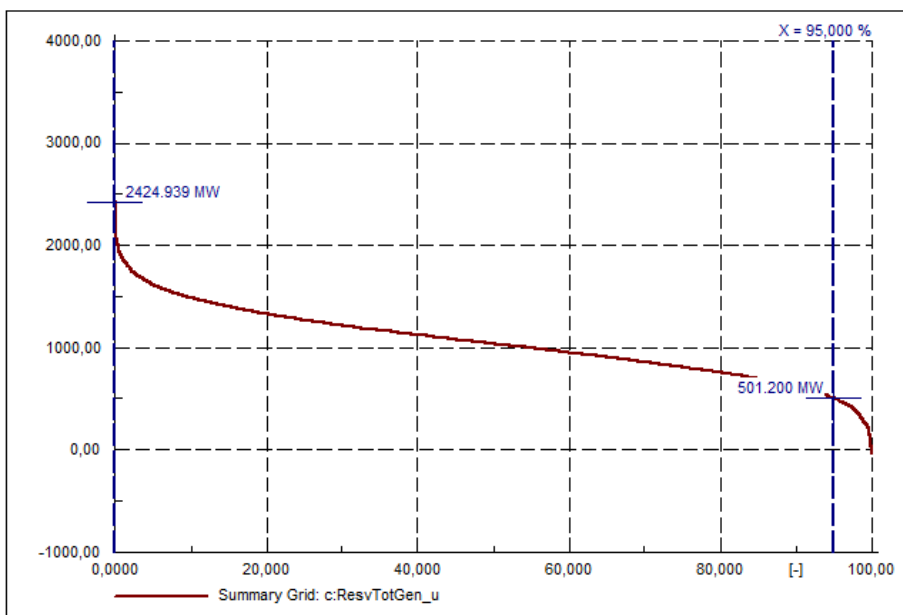


Figura 4.8: Reserva de generación Caso 1
Fuente: DigSILENT PowerFactory Version 15.1

La Figura 4.9 muestra un acercamiento del punto crítico de la reserva de generación, la cual permite determinar el LOLP donde la reserva es cero. Adicionalmente se observa que para un nivel de confianza del 95% existe una reserva de 501 MW.

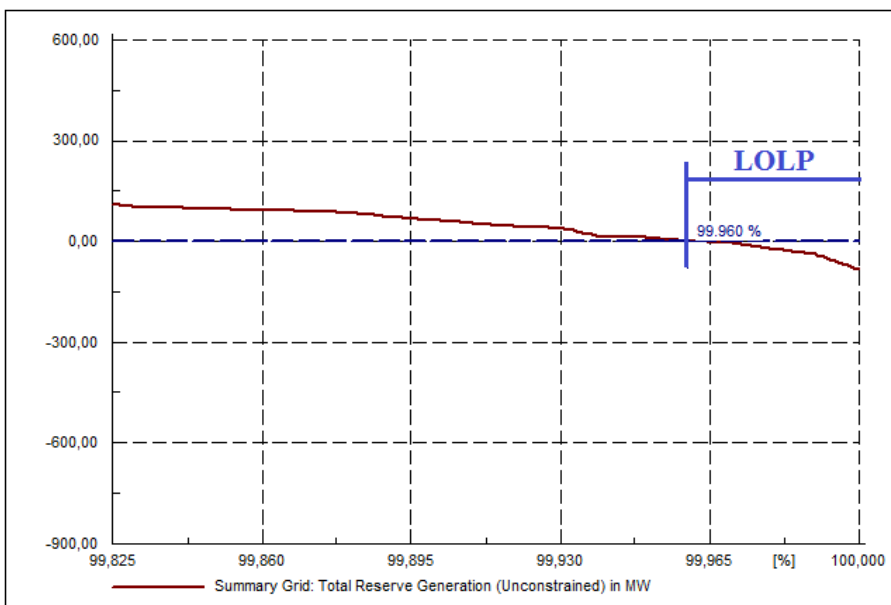


Figura 4.9: Reserva de generación y cálculo del LOLP Caso 1
Fuente: DigSILENT PowerFactory Version 15.1

En la Figura 4.9 se observa que existe déficit de reserva de generación aproximadamente a partir del intervalo de probabilidad del 99.96%, esto es $P(\text{Reserva} \leq 0) \approx 0.04\%$. En este caso existe probabilidad de pérdida de carga, LOLP, el cual tiene un valor aproximado de 0.04%, el cual es superior al recomendado por la NERC (0.02% aproximadamente). Es decir, con respecto al Caso Base, el ingreso de 200 MW de generación eólica tiene un impacto negativo en el sistema, reflejando que la probabilidad de pérdida de carga se incrementa. ((NERC), 2011) (Phoon, 2006). Esto se debe a que la generación eólica presenta el inconveniente de la variabilidad e incertidumbre en la disponibilidad del recurso energético.

La Figura 4.10 muestra el comportamiento estocástico de la generación eólica (200 MW).

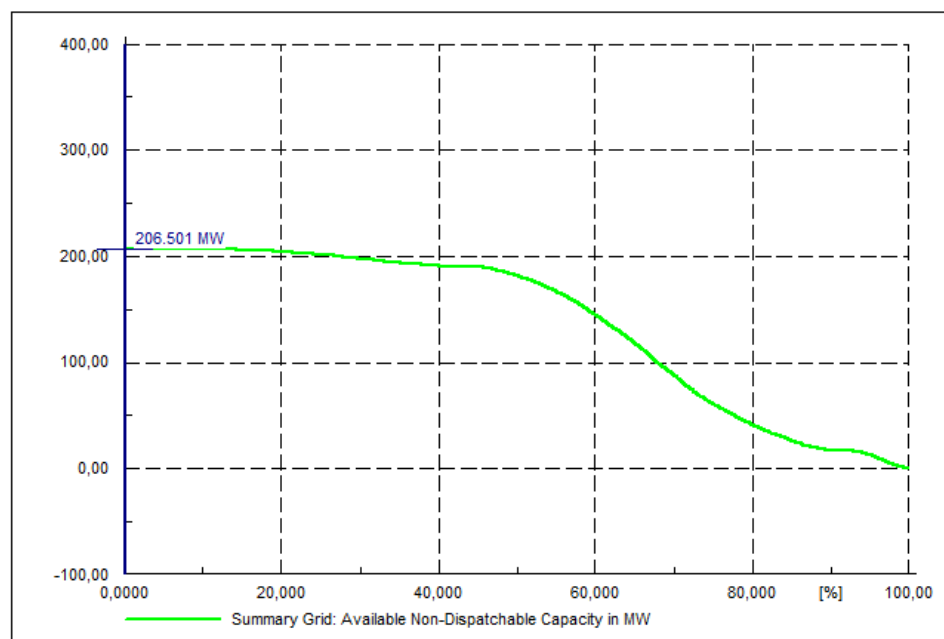


Figura 4.10: Disponibilidad de generación eólica Caso 1
Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1

En la Figura 4.10 se aprecia que la probabilidad de disponer de los 200 MW de generación eólica (capacidad instalada) es inferior al 20 %

4.2.3 Caso 2

Este escenario considera la sustitución de 500 MW de generación termoeléctrica con energía eólica. A continuación, se presentan los gráficos de distribución de probabilidad acumulada.

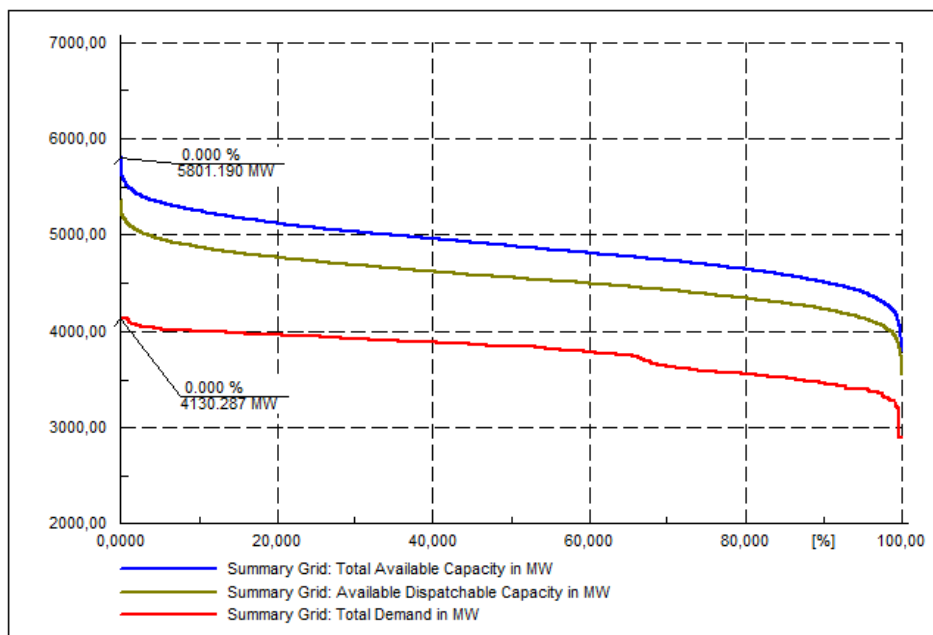


Figura 4.11: Disponibilidad de generación y demanda Caso 2

Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1

La Figura 4.11 presenta la distribución de probabilidad acumulada para la disponibilidad de generación total (línea azul) y demanda total (línea roja), la capacidad de generación convencional (línea verde oscuro) donde se aprecia su variación debido a la estocasticidad de la generación eólica y demanda.

También la Figura 4.11 muestra que el valor de máxima capacidad disponible de generación es de 5801 MW, mientras que la capacidad efectiva instalada continua siendo 6300 MW, esto se debe a los modelos estocásticos de generación determinados, dado que algunas centrales de generación no disponen de toda su capacidad en la hora pico por restricciones técnicas (manejo de embalses, mantenimientos, etc.), este análisis en detalle se encuentra en el capítulo 3.4.1.2.

La Figura 4.12 presenta la curva de la reserva total de generación, donde se aprecia que existe LOLP.

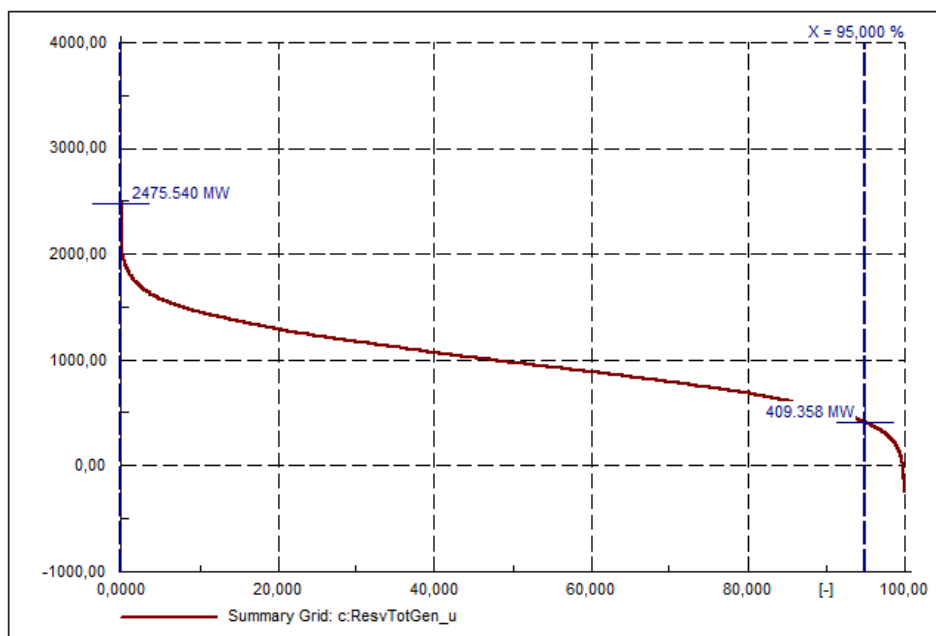


Figura 4.12: Reserva de generación Caso 2

Fuente: DIgSILENT PowerFactory Version 15.1

La Figura 4.13 muestra un acercamiento del punto crítico de la reserva de generación, la cual permite determinar el LOLP donde la reserva es cero. Adicionalmente se observa que para un nivel de confianza del 95% existe una reserva de 409 MW.

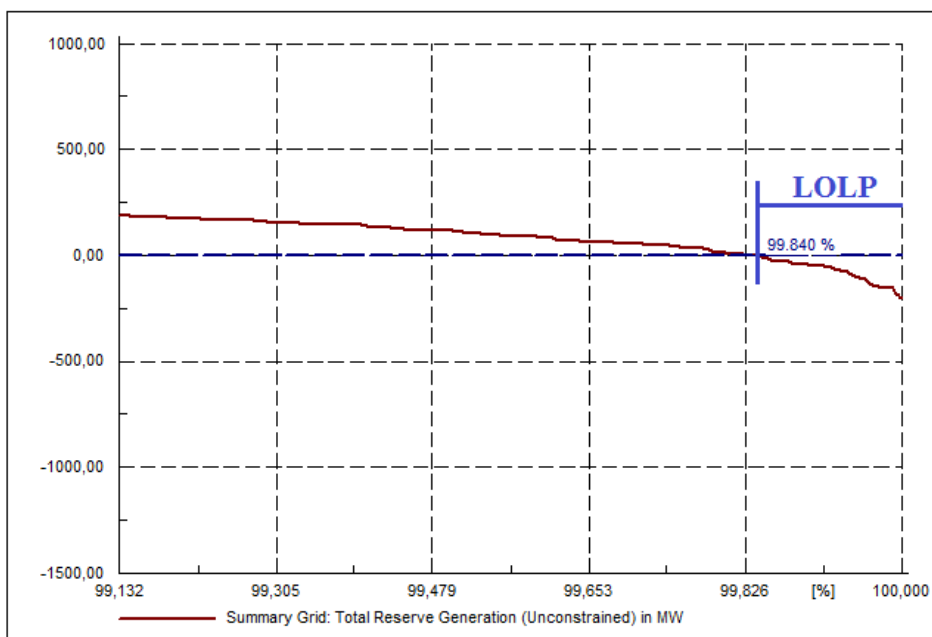


Figura 4.13: Reserva de generación y cálculo del LOLP Caso 2

Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1

En la Figura 4.13 se observa que existe déficit de reserva de generación aproximadamente a partir del intervalo de probabilidad del 99.84%, esto es $P(\text{Reserva} \leq 0) \approx 0.16\%$. En este caso existe una probabilidad de pérdida de carga (LOLP) de un valor aproximado de 0.16%, muy superior al recomendado por la NERC (0.02% aproximadamente). Es decir, con respecto al Caso Base, el ingreso de 500 MW de generación eólica tiene un impacto negativo en el sistema, reflejando que el LOLP se incrementa más con respecto a los casos anteriores y por consiguiente disminuye la confiabilidad del sistema. ((NERC), 2011) (Phoon, 2006)

La Figura 4.14 muestra el comportamiento estocástico de la generación eólica (500 MW).

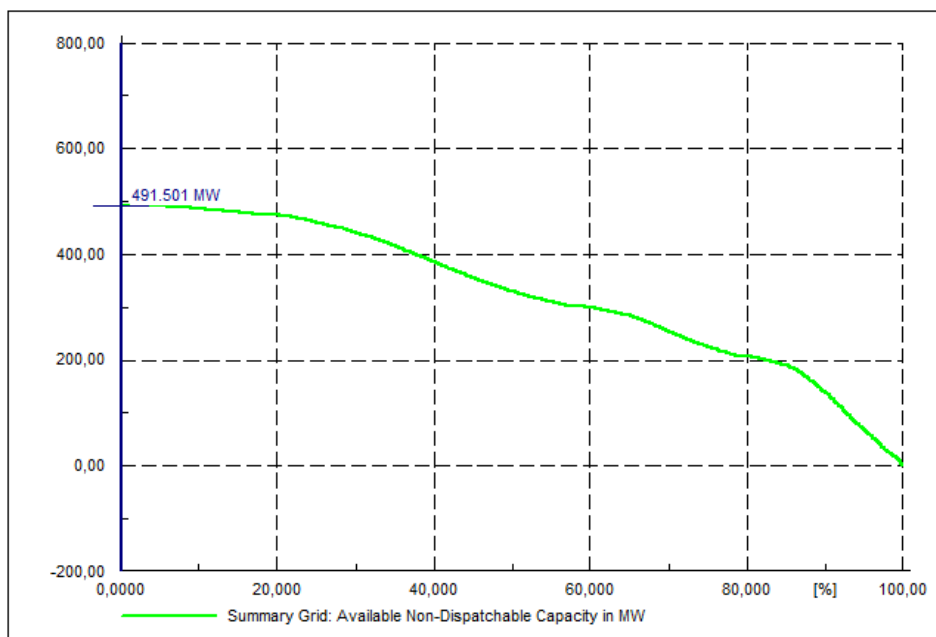


Figura 4.14: Disponibilidad de generación eólica Caso 2
Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1

En la Figura 4.14 se observa que la probabilidad que todas las centrales eólicas generen su máxima potencia tiene una probabilidad inferior al 10%.

4.2.4 Caso 3

Este escenario considera la sustitución de 800 MW de generación termoeléctrica con energía eólica. A continuación, se presentan los gráficos de distribución de probabilidad acumulada.

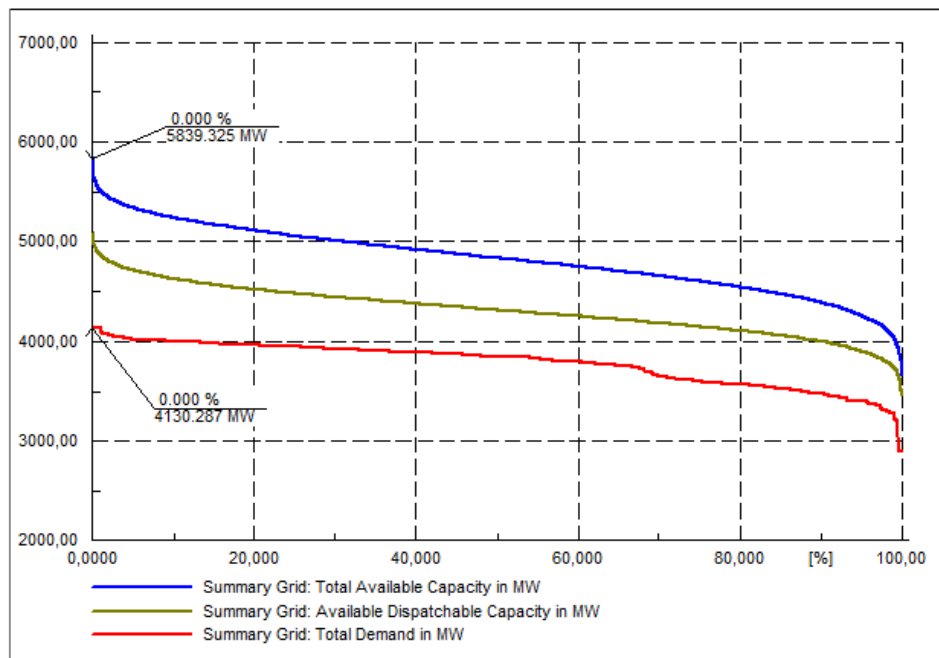


Figura 4.15: Disponibilidad de generación y demanda Caso 3
Fuente: DigSILENT PowerFactory Version 15.1

La Figura 4.15 presenta la distribución de probabilidad acumulada para la disponibilidad de generación total (línea azul) y demanda total (línea roja), la capacidad de generación convencional (línea verde oscuro) donde se aprecia su variación debido a la estocasticidad de la generación eólica y demanda.

También la Figura 4.15 muestra que el valor de máxima capacidad disponible de generación es de 5839 MW, mientras que la capacidad efectiva instalada continua siendo 6300 MW, esto se debe a los modelos estocásticos de generación determinados, dado que algunas centrales de generación no disponen de toda su capacidad en la hora pico por restricciones técnicas (manejo de embalses, mantenimientos, etc.), este análisis en detalle se encuentra en el capítulo 3.4.1.2.

La presenta la curva de la reserva total de generación, donde se aprecia que existen reservas menores a cero y por consiguiente existe LOLP.

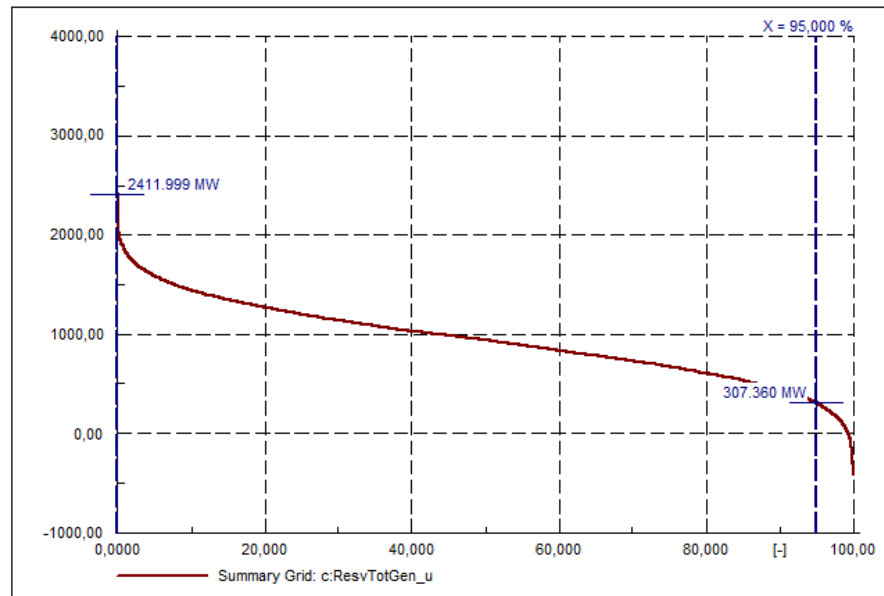


Figura 4.16: Reserva de generación Caso 3

Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1

La Figura 4.17 muestra un acercamiento del punto crítico de la reserva de generación, la cual permite determinar el LOLP donde la reserva es cero. Adicionalmente se observa que para un nivel de confianza del 95% existe una reserva de 307 MW.

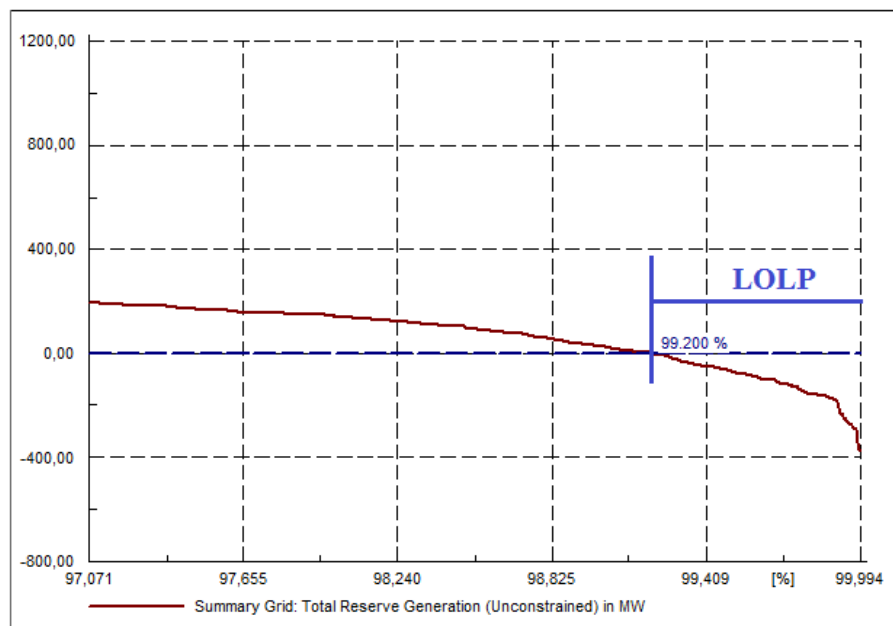


Figura 4.17: Reserva de generación y cálculo del LOLP Caso 3

Fuente: DlgSILENT PowerFactory Version 15.1

En la Figura 4.17 se observa que existe déficit de reserva de generación aproximadamente a partir del intervalo de probabilidad del 99.20%, esto es $P(\text{Reserva} \leq 0) \approx 0.80\%$. En este caso existe una probabilidad de pérdida de carga (LOLP), el cual tiene un valor aproximado de 0.8%, el cual luce nuevamente superior al recomendado por la NERC (0.02% aproximadamente), es decir con respecto al Caso Base, el ingreso de 800 MW de generación eólica acentúa el impacto negativo de los casos anteriores, reflejando que el LOLP se incrementa y por consiguiente disminuye más aún la confiabilidad del sistema. ((NERC), 2011)

La Figura 4.14 muestra el comportamiento estocástico de la generación eólica (800 MW).

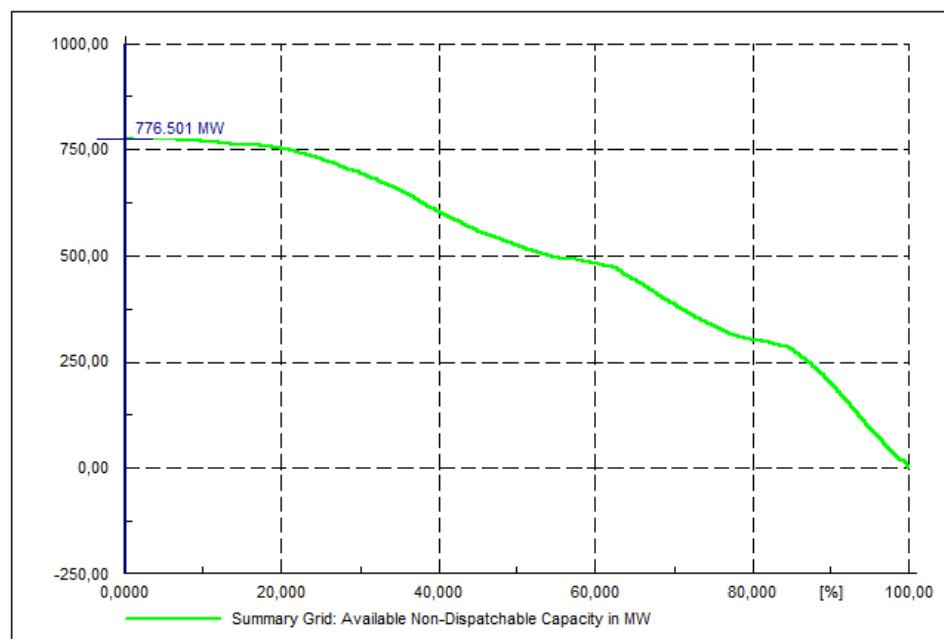


Figura 4.18: Disponibilidad de generación eólica Caso 3

Fuente: DigSILENT PowerFactory Version 15.1

En la Figura 4.19 se observa que la probabilidad que todas las centrales eólicas generen su máxima potencia, es inferior al 10%.

4.3 Análisis conjunto de resultados y Determinación de Máxima Penetración de Energía Eólica

Una vez finalizadas las simulaciones de los 4 casos incluyendo el Caso Base, la Tabla 4.3 muestra un resumen de los resultados obtenidos, donde se aprecia que conforme se incrementa la penetración de energía eólica en el SNI, los valores de reserva con un nivel de confianza del 95%, disminuyen gradualmente, mientras que el LOLP se incrementa. Estos resultados también se pueden evidenciar en la Tabla 4.3

Tabla 4.3
Resumen de resultados

Resultados	CASO BASE	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Potencia termoeléctrica sustituida por eólica (MW)	0	200	500	800
Demanda (MW)	4130.287	4130.287	4130.287	4130.287
Potencia máxima disponible (MW)	5782.636	5784.135	5801.190	5839.325
Reserva (MW) (nivel de confianza 95 %)	574.933	501.200	409.358	307.360
LOLP %	0.013	0.040	0.160	0.800
Porcentaje de Reserva %	9.942%	8.665%	7.056%	5.264%
Porcentaje de capacidad eólica instalada %	0.000%	3.175%	7.937%	12.698%
LOLE (día/año)	0.000	11.587	28.968	46.349

La Figura 4.19 representa la relación reserva versus la potencia eólica implementada en sustitución de la generación termoeléctrica. Esta relación

presenta una tendencia lineal con pendiente negativa (relación inversamente proporcional entre las dos variables).

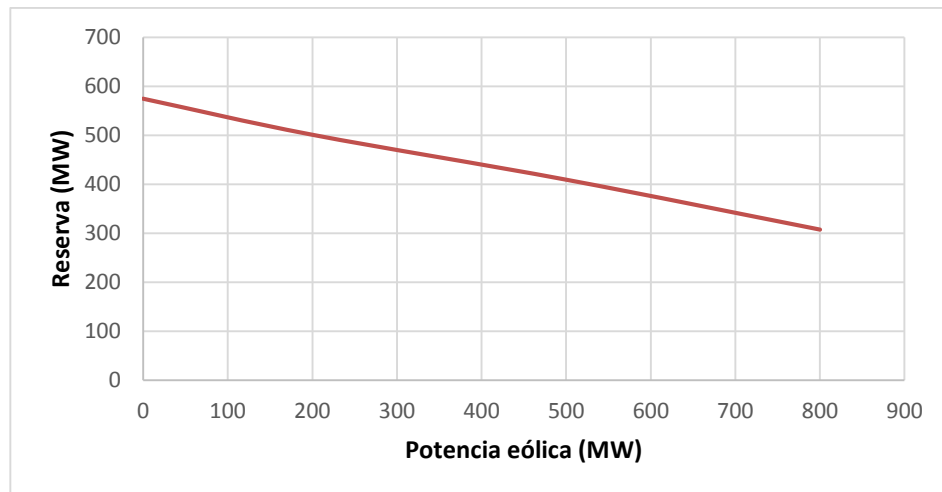


Figura 4.19: Reserva (MW) vs Potencia eólica (MW)

La Figura 4.20 representa la relación entre la variación del LOLP con respecto a la Potencia eólica instalada, la cual presenta una tendencia polinómica o exponencial. Asimismo, la FIGURA 4.22 presenta la relación reserva versus LOLP en porcentaje, la cual también presenta una relación no lineal.

Una vez obtenida la curva LOLP versus potencia eólica, se puede encontrar la ecuación que mejor represente su relación no lineal mediante la aplicación de herramientas tecnológicas como el programa de MATLAB. En este sentido, la Figura 4.22 muestra la regresión exponencial resultante, la cual presenta un coeficiente de ajuste de más del 99%.

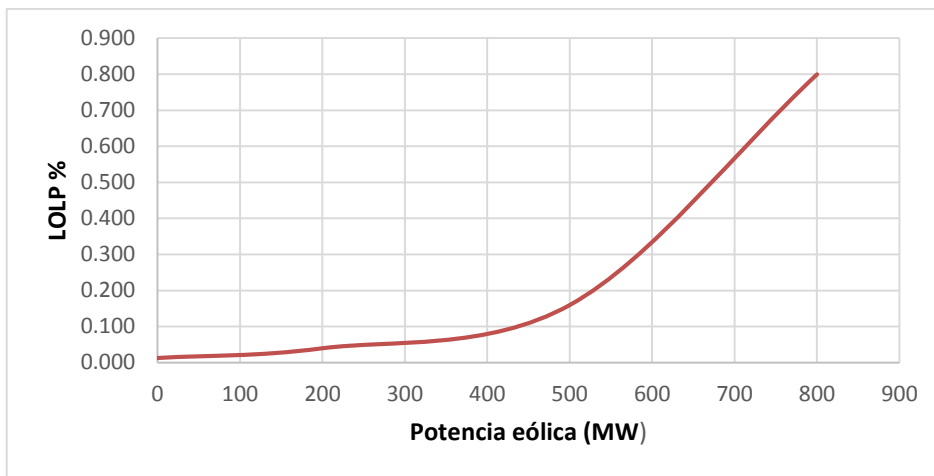


Figura 4.20: LOLP (%) versus Potencia eólica (MW)

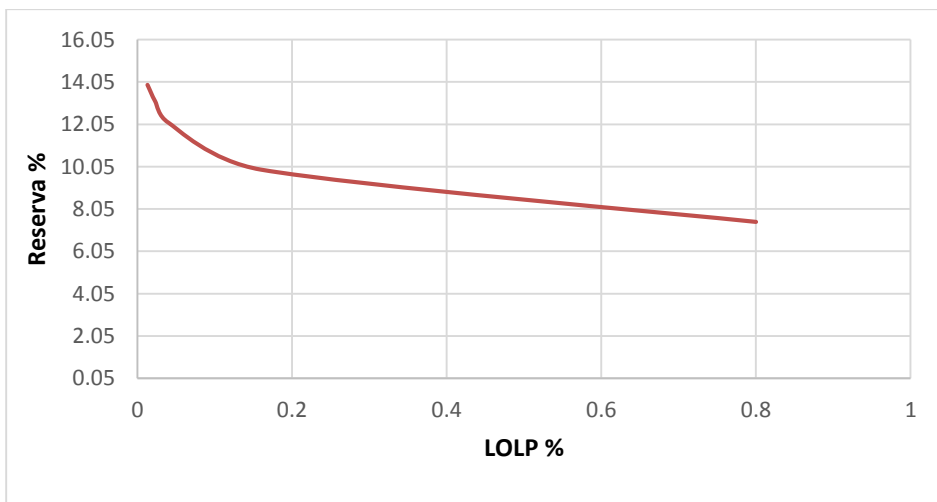


Figura 4.21: Reserva % vs LOLP %

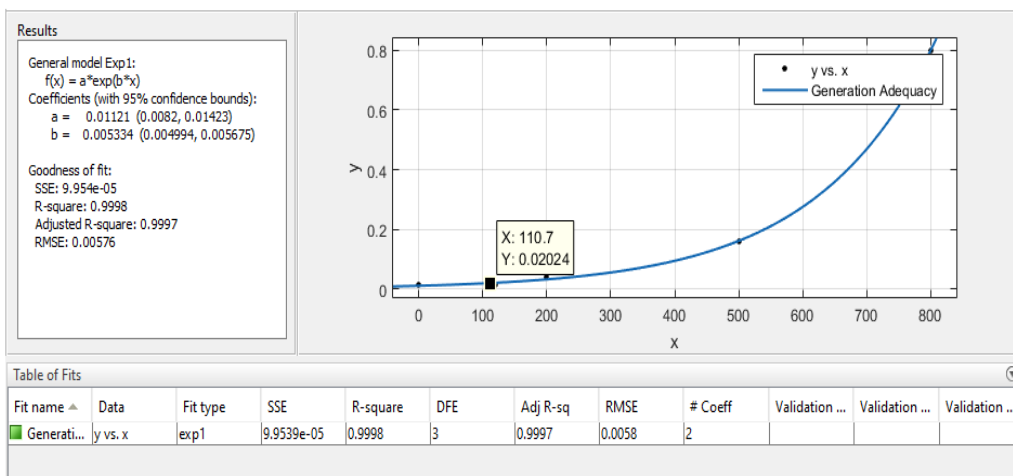


Figura 4.22: Ecuación de la curva LOLP (%) vs Potencia eólica (MW)

Fuente: MATLAB

La ecuación de la curva LOLP versus Potencia Eólica obtenida a partir del ajuste de curva se muestra en la ecuación (34)

$$LOLP = 0.01121 \times e^{0.005334 * Peolica} \quad (34)$$

Donde:

Peolica es la potencia eólica del parque generador que sustituye a generación termoeléctrica.

Esta ecuación permite determinar cuál es el LOLP esperado para el SNI considerando diferentes niveles posibles de penetración de energía eólica.

Como se mencionó en la sección 2.3.1.2 acerca del LOLP, de acuerdo a la NERC en su boletín “Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning” de marzo de 2011, menciona que una práctica común es planificar el sistema de potencia para lograr un LOLE de un día cada diez años (0.1 día/año). Esto no significa un día completo de escasez cada 10 años, se refiere al tiempo total acumulado de la escasez que no debe exceder de un día en 10 años o equivalente a un LOLP 0.0274% de un día. ((NERC), 2011) (Phoon, 2006)

En este sentido, luego de haberse determinado la ecuación (34) de la curva de LOLP y siguiendo lo definido por la NERC sobre un LOLP máximo tolerable del 0.0274 %, es posible definir la penetración máxima de energía eólica como el valor de *Peolica* que permite obtener este valor máximo tolerable. En este sentido, se obtiene el valor de la potencia eólica con la que el SNI del Ecuador mantendría al menos un LOLP de 0.02 el cual se observa en la Figura 4.22 y que corresponde a un valor de potencia eólica de 110.7 MW.

En virtud de lo mencionado, se ha simulado un CASO 4 adicional, con una sustitución de 120 MW (110 MW con una tolerancia de +10 MW) de generación termoeléctrica por generación eólica, de tal manera de verificar

cuál es el LOLP que le corresponde a través de las simulaciones de adecuación de generación.

De acuerdo a los resultados obtenidos, especialmente del CASO 4, se evidencia que para mantener un LOLP del 0.02 % considerando el ingresando generación eólica en el SNI del Ecuador, la capacidad a instalar de este tipo de generación debe estar alrededor de 120 MW (entre 110 MW y 120 MW).

Finalmente, la Tabla 4.4 muestra los resultados de la simulación del CASO 4.

Tabla 4.4
Máxima generación eólica con un LOLP de 0.02%

Resultados	CASO 4
Potencia termoeléctrica sustituida por eólica (MW)	120
Demanda (MW)	4130.000
Potencia máxima disponible (MW)	5783.157
Reserva (MW) (nivel de confianza 95 %)	542.563
LOLP %	0.023
Porcentaje de Reserva %	13.137%
Porcentaje de capacidad eólica instalada %	1.905%
LOLE (día/año)	0.084

Asimismo, de los resultados obtenidos para este caso, es posible determinar que el porcentaje de reserva crítico (LOLP de 0.02%) es de un 13%.

En este sentido, con la aplicación de la metodología propuesta ha sido posible determinar tanto el máximo valor de penetración de generación eólica en el SNI como el valor crítico de reserva para el SNI.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Los análisis de la producción y reserva del sistema tradicionalmente han sido analizados a través de criterios deterministas. Sin embargo, la aleatoriedad de las variables de control, como la generación y la demanda, hace que estos criterios sean inadecuados. En el Ecuador, esto se agrava cuando se incorporan grandes fuentes de energía proveniente de recursos naturales como la hidroeléctrica o más aún la eólica, puesto que éstas presentan mucha mayor probabilidad de fluctuación que las fuentes de generación convencionales. En este contexto, se deben diseñar y aplicar herramientas más flexibles (como las probabilísticas) para analizar la planificación del sistema de potencia.
- Si bien la metodología propuesta se aplicó para el análisis de la generación eólica, también puede ser aplicada para otros tipos de ERNC, por ejemplo, la energía fotovoltaica, la misma que no fue considerada debido a que el estudio se lo efectuó para el período de la demanda punta donde ya no se dispone del recurso solar. Considerando el comportamiento estocástico del SNI, la potencia máxima disponible se encuentra alrededor de 5700 MW.
- La probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano en el escenario base es de 0.013%, el mismo que está dentro del rango recomendado por la NERC (aproximadamente 0.02%), y adicionalmente tiene un porcentaje de reserva aproximadamente del 14 %.

- El trabajo desarrollado evidencia que el ingreso de energías renovables no convencionales tiene un impacto negativo en el índice de confiabilidad de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), cuando excede ciertos valores donde este indicador se alejan del sugerido por la NERC (aproximadamente 0.02%).
- La energía eólica permitida por el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, sin necesidad de respaldo de generación, está aproximadamente alrededor de 120 MW, ya que con esta potencia el LOLP estaría dentro del rango sugerido por la NERC (0.02%) o en su defecto cercano al LOLP del SNI del CASO BASE (0.013%).
- El comportamiento de la reserva con respecto al ingreso de generación eólica tiene un comportamiento lineal y son inversamente proporcionales.
- Considerando el ingreso de 200 MW, 500 MW y 800 MW de energía eólica en el SNI, el porcentaje de reserva de potencia con un nivel de confianza del 95% es de 8.665%, 7.056%, 5.264% respectivamente mientras que para el CASO BASE donde no se considera energía eólica significativa es de 13.92%. La reserva de potencia, del CASO 3 donde se considera que 800 MW de generadores eólicos sustituyen a generadores termoeléctricos es el más crítico, puesto que la reserva disminuye un 47% con respecto al CASO BASE, y por consiguiente para instalar esta magnitud de generación es necesario analizar la posibilidad de contar con generadores de respaldo.
- A través de la metodología propuesta ha sido posible analizar el comportamiento estocástico de la disponibilidad energética del SNI y determinar la probabilidad de pérdida de carga, lo que permite determinar indicadores robustos de la confiabilidad del suministro de energía eléctrica desde la perspectiva de la generación. Asimismo, mediante un análisis estadístico de los resultados se ha propuesto un método práctico para determinar la máxima penetración de energía eólica en el sistema, así como el valor de reserva mínimo (crítico) que requiere el sistema.

- Tomando como referencia la probabilidad de pérdida de carga LOLP de la NERC (0.02%), a medida que se incrementa el ingreso de generación eólica, el sistema debe gestionar el incremento respectivo de la reserva de potencia, de manera que el sistema sea confiable.
- Aplicando la metodología propuesta en esta tesis y verificando las simulaciones obtenidas con la herramienta Generation Adequacy del programa PowerFactory de DIgSILENT se cumplió con la hipótesis planteada en la sección 1.5.1

5.2 Recomendaciones

- Complementar los análisis de reserva y potencia de energía del SNI realizados actualmente con la metodología propuesta, ya que estos consideran el comportamiento estocástico del recurso.
- Se recomienda que el límite máximo de generación eólica a ser ingresado en SNI ecuatoriano, para conservar el LOLP de la NERC de 0.02% sea del 1.9 % (alrededor de 120 MW) de la capacidad total instalada del SNI, bajo las condiciones analizadas. Esta limitación es muy baja debido a que el SNI en las condiciones actuales ya tiene una estocasticidad bastante marcada de sus recursos energéticos puesto que la mayor parte de su capacidad instalada corresponde a energía proveniente de generadores hidroeléctricos. Este tipo de generadores, si son de pasada, dependen directamente de la variabilidad de los caudales, y si son de embalse, a pesar de permitir el manejo de la trayectoria de los embalses no son de gran capacidad de regulación, por lo que, inyectan al sistema un alto nivel de aleatoriedad.
- Considerando un potencial de energía eólica de 120 MW se recomienda una reserva mínima de 13% a un nivel de confianza del 95%.
- La curva del LOLP versus Potencia eólica sirve como una guía para la planificación de expansión de generación, permitiendo definir la

probabilidad de pérdida de carga LOLP que se tendría, si se instala determinada cantidad de potencia eólica en el SNI ecuatoriano. En este sentido, la curva de regresión exponencial definida constituye una herramienta práctica para determinar la máxima capacidad de generación eólica que puede ser instalada en el sistema.

5.3 Resumen de contribuciones

- Este trabajo presenta una nueva metodología para la caracterización probabilística de la producción de energía y disponibilidad de potencia de una central de generación. Es decir, se determinan los modelos estocásticos de las centrales de generación. La función de distribución de probabilidad “promedio” de energía y potencia disponible, obtenida mediante la convolución de funciones de distribución de probabilidad y la optimización de la misma, proporciona gran información para el planificador del sistema con respecto a los posibles comportamientos de la central de generación.
- Los resultados de los modelos estocásticos de generación son la base para realizar un análisis de confiabilidad de la generación (adecuación) del sistema de potencia, utilizando la herramienta de Generation Adequacy del programa PowerFactory de DlgSILENT, lo que permitirá calcular márgenes de reserva probabilísticos del sistema, probabilidad de pérdida de carga (LOLP), así como también contar con una herramienta de decisión para el planificador.
- Mediante la metodología propuesta se ha podido definir un método práctico para determinar la máxima penetración de energía eólica (que puede ser usada para cualquier otro tipo de ERNC), así como para determinar el valor de reserva crítico del sistema. Estos valores consideran el comportamiento estocástico del recurso energético.
- El análisis considera el comportamiento estocástico del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, utilizando los métodos de Monte

Carlo los cuales son una clase de algoritmos computacionales que se basan en el muestreo aleatorio repetido para calcular sus resultados. El método de Monte Carlo realiza una simulación de muestreo utilizando secuencias de números aleatorios uniformes, generando un estado aleatorio del sistema, este estado se compone de: generación aleatoria, estados de funcionamiento (potencia de generación) y de puntos de tiempo (potencia de generación y demanda correspondiente) al azar.

- Publicación de dos papers científicos en la Revista Técnica **“energía”** de CENACE en los años 2015 y 2016, titulados como “Análisis de Confiabilidad de la Generación Considerando el Ingreso de Energías Renovables No Convencionales en los Sistemas de Potencia” y “Determinación de los modelos estocásticos de generación de las centrales del Sistema Nacional Interconectado”, respectivamente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (NERC), N. A. (2011). *Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning*. USA.
- Andrés Ramos, Universidad Pontificia Comillas. (s.f.). *Decision support models in electric power systems Generation reliability*. Madrid.
- Asamblea Constituyente. (2008). *Constitución de la República del Ecuador*. Ecuador.
- Billinton, R. A. (1984). *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York.
- Calderón, L. A. (2012). *Propuesta de Optimización Estructural de Torre*. Catalunya: Universidad Politécnica de Catalunya.
- Camargo Carvajal, J. E., & Dallos Castellanos, Á. A. (2011). *Evaluación del Potencia de Generación de Energía Eléctrica*. Bucaramanga.
- Canavos, G. C. (1998). *Probabilidad y Estadística Aplicaciones y Métodos*. México.
- Carlos J Zapata, J. L. (2006). Efecto del Modelamiento de la Demanda en estudios de Confiabilidad de Largo Plazo de Sistemas Eléctricos. *Scientia et Technica Año XII, No 32, Diciembre de 2006. UTP. ISSN 0122-1701*.
- Carlos J. Zapata. (2011). *Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Carrión, E. (15 de mayo de 2014). *Central Eólica Villonaco*. Obtenido de Central Eólica Villonaco: <http://www.serviciometeorologico.gob.ec/wp-content/ForosClimaticos/Foros%20Nacionales/2014/V%20Foro/PRES-ENTACION%204%20CELEC%20%20VILLONACO.pdf>
- Cepeda, J. (2013). *Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincrofásorial*. Argentina : Universidad Nacional de San Juan.
- Componentes de un aerogenerador*. (s.f.). Obtenido de http://educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1088/html/21_componentes_de_un_aerogenerador.html

- Consejo Nacional de Electricidad(CONELEC). (2013). *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*. Quito - Ecuador.
- Cristóbal Medina Álvarez, P. S. (24 de abril de 2011). *Fuentes de generación alternativas*. Obtenido de http://web.ing.puc.cl/power/alumno03/alternativa.htm#_Generación__Eólica.
- Danish Wind Industry Association. (7 de mayo de 2003). *Danish Wind Industry Association*. Obtenido de www.WINDPOWER.org: http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/pwr.htm
- Devore, J. L. (2008). *Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias*. Mexico: Cengage Learning Editores, S.A. de C.V.
- Diaz Vera, J. P. (2000). *Evaluación de la Confiabilidad en el Marco Reestructurado de los Sistemas Eléctricos Competitivos*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- DigSILENT GmbH Heinrich-Hertz-Strabe 9. (2011). *DigSILENT PowerFactory Version 14.1 Tutorial*. Germany: 72810 Gomaringen.
- Ditutor. (2015). *Nivel de Confianza*. Obtenido de http://www.ditutor.com/inferencia_estadistica/nivel_confianza.html
- El Directorio del Concejo Nacional de Electricidad (CONELEC). (2000). *Regulación No. CONELEC – 006/00, Procedimientos de Despacho y Operación*. Quito.
- Endrenyi, J. (1978). *Reliability Modeling in Electric Power Systems*. Jhon Wiley & Sons.
- Energía Eólica* . (30 de junio de 2010). Obtenido de <http://energiaeolicaesquel.blogspot.com/2010/06/origen-de-la-energia-eolica.html>
- Erlich I., V. G. (2010). A mean variance optimization algorithm. *IEEE World Congress on Computational Intelligence*.
- Federal Ministry for Economic Cooperation and Development. (2013). *Impact of Variable Renewable Energies on Power System Reliability and System Security*. Eschborn: Deutsche Gesellschaft für, Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

- Fernando. (3 de Noviembre de 2015). *Energías Renovables*. Obtenido de http://erenovable.com/energias-renovables/#Tipos_energias_renovables
- Fishman, G. (1999). *Montecarlo, Concepts, Algorithms and Applications*. U.S.A.: Springer.
- Fundación Sotavento Galicia. (11 de junio de 2016). *Parque eólico experimental sotavento*. Obtenido de Funcionamiento del aerogenerador: <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/funcionamiento>
- H. Morris, D. M. (2011). *Probability and Statistics*. Pearson: Cuarta edición.
- Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER). (Marzo de 2013). *Proyecto Eólico San Cristóbal*. Obtenido de <http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/05/11-Luis-Vintimilla-EOLICSA1.pdf>
- J. Revuelta, C. Longás, L. Imaz, Red Eléctrica de España. (2012). *Generation Adequacy with Large Scale Integration of Renewable Energy Sources*. España.
- John N Jiang, C. L. (2010). A Study of Short-Term Impact of Wind. *IEEE PES T&D 2010*, 6.
- Joyce, D. (2014). *Sums and Convolution Math 217 Probability and Statistics*. Clark University.
- Juan Carlos, H. (Enero de 2016). Análisis del Recurso Eólico mediante la Transformada Wavelet con Aplicación a la Estimación de la Producción Eléctrica en Aerogeneradores. *Revista Técnica "energía"*.
- Khantib, H. (1978). *The Economics of Reliability in Electrical Power Systems*. England: Technicopy Ltd.
- La Energía Eléctrica*. (13 de septiembre de 2015). Obtenido de http://www.electricalfacts.com/neca/science_sp/electricity/history_sp.shtml
- Lucio Cruz, J. A. (2014). *Diseño de un Parque Eólico en el Sector Pusuchisi Alto del Cantón Latacunga para el Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Cotopaxi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2013). *Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica*. Ecuador.

- Moeller & Poeller Engineering. (2013). *Impact of Variable Renewable Energies on Power System Reliability and System Security*. Bonn: GIZ.
- Olivares, R. (2014). Instalaciones Eólicas. *Mestría en Energías Renovables*, (pág. 308). Quito.
- Operador Nacional de Electricidad (CENACE). (2016). *Memoria técnica Plan Bianual de Operación del SNI 2016-2017(Actualización enero 2016)*. Quito.
- Orjuela, J. C., & Electric, S. (2008). *La confiabilidad en los sistemas eléctricos*. Recuperado el 01 de Mayo de 2016, de La confiabilidad en los sistemas eléctricos: <http://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Confiabilidad/Confiabilidad-sistemas-electricos.pdf>
- Phoon, H. Y. (2006). *Generation System Reliability Evaluation with Intermittent Renewables*. UK: University of Strathclyde Engineering.
- PSR. (Junio de 2015). *Manual de usuario SDDP*. Recuperado el 10 de Mayo de 2016, de PSR: <http://www.psr-inc.com/downloads-es/?categoria=down-sddp-es>
- Rafael Sebastián Riera Romero, M. A. (2013). *Evaluación de Confiabilidad en la Unidades Generadoras de CELEC EP- Hidropaute (Mazar & Molino) Utilizando el Método de Simulación de Montecarlo*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana.
- Rincón Guerrero, J. A. (2001). *Confiabilidad en Sistemas de Generación y Transmisión de Energía*. Bogotá: Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica – Universidad de los Andes.
- Robert, F. (11 de marzo de 2015). *Renewable Energy Intermittency Explained: Challenges, Solutions, and Opportunities*. Obtenido de <http://blogs.scientificamerican.com/plugged-in/renewable-energy-intermittency-explained-challenges-solutions-and-opportunities/>
- Ronan Doherty, S. M. (2005). A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems With Significant Installed Wind Capacity. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 9.
- Secretaría Nacional de Comunicación. (23 de junio de 2016). *Noticias*. Obtenido de Ecuador apuesta a tener una matriz energética amigable con el medio ambiente: <http://www.comunicacion.gob.ec/ecuador->

apuesta-a-tener-una-matriz-energetica-amigable-con-el-medio-ambiente/

Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía. (octubre de 2010). *Potencia instalada, efectiva y firme*. Obtenido de file:///C:/Users/Verito/Downloads/pdf-750-Informe-Quincenal-Electrico-Potencia-instalada-efectiva-y-firme.pdf

Soong, T. (2004). *Fundamentals of Probability*. New York: John Wiley & Sons, Ltd.

Suvire, G. (2011). *Wind Farm – Impact in Power System and Alternatives to Improve the Integration*. Croatia: Janeza Trdine 9, 51000 Rijeka.

TXU energy. (s.f.). *¿Qué significa "demanda"?* Obtenido de <https://www.txu.com/es/property-management/customer-care/understanding-demand.aspx>

Universidad Católica de Chile. (2007). *Intervalos de Confianza*. Obtenido de Web Gabriel Rada. Revisado 2007 Tomás Merino: <http://escuela.med.puc.cl/recursos/recepidem/epianal9.htm>

Universidad Nacional de Tucumán Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología. (23 de mayo de 2016). *Curva de carga o de demanda*. Obtenido de Curva de carga o de demanda: <http://catedras.facet.unt.edu.ar/centraleselectricas/wp-content/uploads/sites/19/2014/10/Curvas-de-Carga-y-Generaci%C3%B3n.pdf>

VESTAS. (s.f.). *V82-1.65 MW*. Dinamarca.

Yolibeth. (23 de octubre de 2012). *Importancia de la electricidad para el desarrollo tecnológico*. Obtenido de <http://electricidadtecnologica10.blogspot.com/>

Zapata, C. J. (2011). *Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia*. Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.