

# Análisis de Confiabilidad de la Generación Considerando el Ingreso de Energías Renovables No Convencionales en los Sistemas de Potencia

V. Cárdenas

D. Echeverría

J. Cepeda

Centro Nacional de Control de Energía, CENACE

E-mail: [vcardenas@cenace.org.ec](mailto:vcardenas@cenace.org.ec), [decheverria@cenace.org.ec](mailto:decheverria@cenace.org.ec), [jcepeda@cenace.org.ec](mailto:jcepeda@cenace.org.ec)

## Resumen

El presente trabajo pretende realizar un análisis de la reserva rodante de los generadores sincrónicos que tendrá que ser considerada para compensar las posibles fluctuaciones en los sistemas de potencia debido al ingreso de generación de energías renovables no convencionales (ERNC). El interés es desarrollar un estudio de confiabilidad de generación (*Generation Adequacy*), considerando el ingreso de ERNC. Utilizando el software de simulación PowerFactory de DlgSILENT, se realiza una modelación del sistema de prueba IEEE New England, donde se considera generación de energía convencional y no convencional. Se plantea una metodología que considere la variabilidad de los recursos eólicos y fotovoltaicos, contando con modelos de predicción de estas fluctuaciones, permitiendo estimar el efecto del incremento o disminución de este tipo de tecnologías sobre la generación de las centrales hidráulicas, térmicas y confiabilidad del sistema. Los resultados del presente trabajo sobre la inclusión de energías renovables no convencional, 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.

**Palabras clave**—Confiabilidad, Adecuación de Generación, LOLP, Monte Carlo.

## Abstract

This paper addresses the determination of spinning reserve of synchronous generators that has to be considered to compensate the possible fluctuations in power systems due to incorporation of generation from non-conventional renewable energy (ERNC). The interest is to develop a generation reliability study (*Generation Adequacy*), considering the dispatch of ERNC. Using the simulation software DlgSILENT PowerFactory, the test system IEEE New England has been modeled. In this system, conventional and non-conventional power generation plants have been considered. Afterwards, a methodology that considers the variability of wind and solar resources has been applied. This method takes into account adequate models that predict the energy fluctuations, allowing estimating the effect of the increase or decrease of such technologies on the generation of hydraulic and thermal units, as well as on the reliability of the system. The obtained results about the inclusion of non-conventional renewable energy will allow recommending appropriate levels of installed capacity of this non-conventional generation and will permit suggesting operational actions in order to ensure sufficient reserve capacity to face the fluctuations of ERNC.

**Index terms**—Reliability, Generation Adequacy, LOLP, Montecarlo.

Recibido: 22-09-2014, Aprobado tras revisión: 21-11-2014.

Forma sugerida de citación: Cárdenas, V.; Echeverría, D.; Cepeda, J. (2015). “Análisis de Confiabilidad de la Generación Considerando el Ingreso de Energías Renovables No Convencionales en los Sistemas de Potencia”. Revista Técnica “*energía*”. N° 11, Pp. 101-107. ISSN 1390-5074.

## 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, las tecnologías renovables han estado en el centro de atención y se convirtieron en recursos altamente favorables de generación eléctrica, esto debido al incremento de los precios del petróleo, la incertidumbre de los combustibles fósiles o la seguridad de los suministros en el futuro y las preocupaciones sobre el impacto ambiental debido al consumo excesivo de recursos fósiles. En este sentido, las energías renovables parecen prometedoras, disponibles a nivel local, amigables para el medio ambiente, y cada vez más competitivas en costos con la madurez tecnológica y el aumento de precios de los combustibles fósiles. Sin embargo, una de las principales barreras de la integración de gran cantidad de recursos renovables no convencionales (eólico y solar) es la variabilidad de los recursos naturales (viento y radiación solar). Esta variabilidad de los recursos renovables también se conoce como la intermitencia de los recursos [1].

La cantidad cada vez mayor de las energías renovables, la cual es generación intermitente o no controlada, será un gran desafío para los operadores del sistema de potencia. Esto puesto que el planeamiento y la operación deberán considerar estas fluctuaciones tanto para satisfacer la creciente demanda y como para garantizar un funcionamiento seguro y confiable de los sistemas eléctricos del futuro [2].

Por lo tanto, es importante y necesario, estudiar las características de las energías eólica y solar y sus efectos sobre la confiabilidad de los sistemas de potencia, los cuales contienen tanto la generación convencional como la no convencional.

Bajo este contexto, el presente estudio abarca una evaluación de confiabilidad para la adecuación de la capacidad del sistema de generación 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).

## 2. CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

La confiabilidad del sistema de generación de energía se divide 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. La adecuación del sistema está asociada con condiciones estáticas del sistema y no incluye perturbaciones del mismo. Por otra parte, 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 y no tendrán en cuenta la seguridad del sistema [3].

### 2.1. Adecuación de Generación

La técnica convencional más básica utilizada para determinar el requisito de capacidad de generación es el método de porcentaje de reserva o margen de reserva del sistema. Otro método convencional usado es determinar una reserva igual a la potencia de una de las unidades más grandes en el sistema. Estos dos enfoques determinísticos ahora han sido sustituidos por métodos probabilísticos que responden y reflejan los factores reales que influyen en la confiabilidad del sistema [4].

En este sentido, el enfoque básico de los modelos probabilísticos para la evaluación de la adecuación de los sistemas de generación consiste en tres pasos generales (esquematisados en la Fig. 1):

- 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).

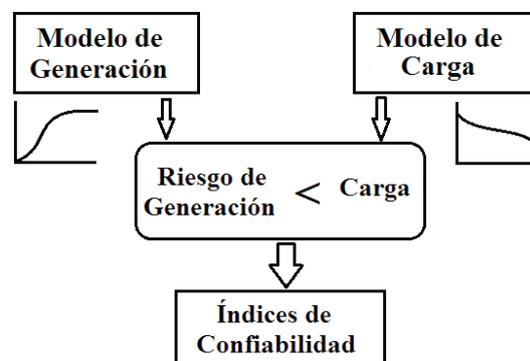


Figura 1: Elementos de evaluación de confiabilidad de generación

Los índices de confiabilidad se pueden calcular utilizando el método de simulación de Monte Carlo, el cual será explicado más adelante.

## 2.2. Índices de Adecuación de Generación

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

### 2.2.1. 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 [5].

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 [6].

Según la NERC [7], una práctica común es planificar el sistema de potencia para lograr un LOLP 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 0.0274% de un día.

### 2.2.2. 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 [7].

$$LOLE = LOLP \cdot T \quad (1)$$

$T = 365$  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.

## 3. 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 eólica y solar 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) [8].

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 basada en el tiempo, la cual determina el nivel de carga real del sistema en cualquier instante. Sin embargo, como el número de generadores, estados de los generadores, cargas y estados de carga, aumentan, los escenarios para el análisis se expanden rápidamente, de manera que se hace imposible resolver en un plazo razonable de tiempo. Tal problema es ideal para la simulación de Monte Carlo [9].

Los métodos de Monte Carlo son una clase de algoritmos computacionales que se basan en el muestreo aleatorio repetido para calcular sus resultados, también estos métodos son a menudo utilizados en simulaciones computacionales de sistemas físicos y matemáticos [9]. Estos métodos 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 [8].

Dado que el método de Monte Carlo requiere un número determinado de iteraciones para la convergencia (e.g. 10.000), 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 fórmulas de los límites superiores e inferiores para el cálculo de la varianza:

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

Donde  $n$  es el número de muestras,  $y_i$  es la muestra y  $\bar{y}$  es la media de la muestra. El 90% del intervalo de confianza se calcula según la siguiente expresión:

$$CL = \bar{y} \pm \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \cdot z \quad (3)$$

Donde  $z$  es la probabilidad inversa estándar para la distribución *t-Student* [8], [10], 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.

Hay varios objetos de base de datos en PowerFactory específicamente relacionados con el análisis de adecuación de la generación, tales como:

- Modelo estocástico para el objeto generación (StoGen);
- Tipo de curva de potencia (TypPowercurve); y
- Estación Meteorológica.

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 debe especificar la capacidad de generación total disponible en % de la producción máxima, junto con su probabilidad de ocurrencia, Fig. 2. La columna de la probabilidad de ocurrencia está limitada de forma automática, de modo que la suma sea igual al 100%.

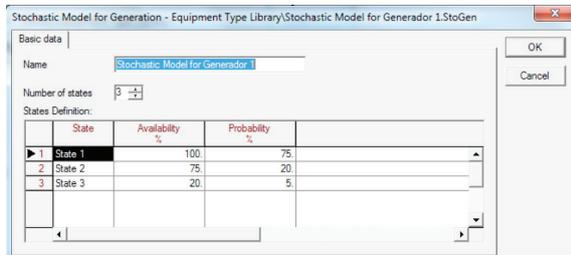


Figura 2: Modelo estocástico para generación [8]

La potencia activa máxima del generador se calcula como:

$$P_{nom} = S_{nom} \cdot \cos(\theta) \quad (4)$$

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

#### 4. RESULTADOS DE APLICACIÓN

Se utiliza el sistema de IEEE, New England [11], para verificar los resultados de la metodología propuesta, cuyo diagrama unifilar se muestra en la Fig. 3. Este sistema está compuesto por 39 barras y 10 generadores y es muy utilizado para realizar análisis de estado estable y dinámico.

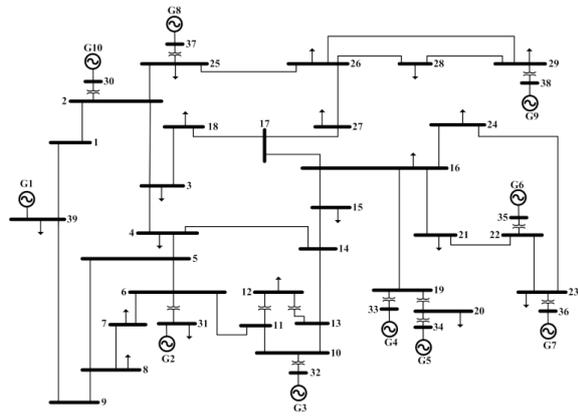


Figura 3: Sistema de Prueba New England IEEE [11]

Las simulaciones se realizan utilizando la herramienta "Generation Adequacy" del programa Power Factory© de DlgSILENT [8].

Se analiza el impacto que tiene el ingreso de energías renovables no convencionales (i.e. eólico) para satisfacer la demanda en el sistema de New England. En este sentido, se han colocado dos granjas eólicas en vez de los generadores G8 y G9, de 700 MVA y 900 MVA respectivamente, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Capacidad Total de Generación

Generador	Sn (MVA)	f.p.	Pn (MW)
G1	1000	1.00	1000
G2	800	0.85	680
G3	800	0.85	680
G4	800	0.85	680
G5	800	0.85	680
G6	800	0.85	680
G7	800	0.85	680
Eólico 8	700	0.95	665
Eólico 9	900	0.95	855
G10	500	0.90	450
<b>Subtotal Convencional</b>			<b>5530</b>
<b>Subtotal Eólico</b>			<b>1520</b>
<b>TOTAL</b>			<b>7050</b>

En la Tabla 2, se observa la demanda pico anual del sistema a ser abastecida por los generadores.

Tabla 2: Demanda y Generación Total

ítem	P (MW)
<b>Demanda pico Total Anual</b>	<b>6097.1</b>
Generación Convencional	5530.0
Generación Eólica	1520.0
<b>Generación Total</b>	<b>7050.0</b>

Dado que el presente estudio pretende mostrar el impacto de las energías no convencionales (eólico) en la adecuación de la generación, a continuación se muestra un resumen de la modelación probabilística de la carga y generación eólica.

#### 4.1. Modelación de la carga

En este estudio se utiliza una curva de demanda pico diaria (365 días), la misma que se genera a partir de una proyección del comportamiento de la carga, tal como se indica en la Fig. 4 y la Fig. 5.

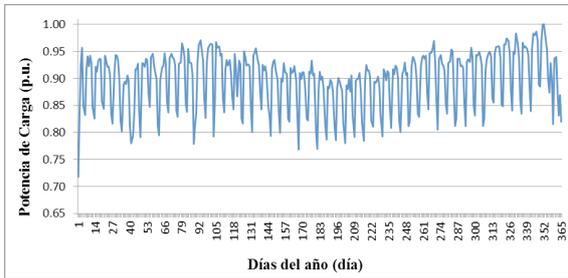


Figura 4: Curva de carga pico diaria en el año

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 Fig. 5.

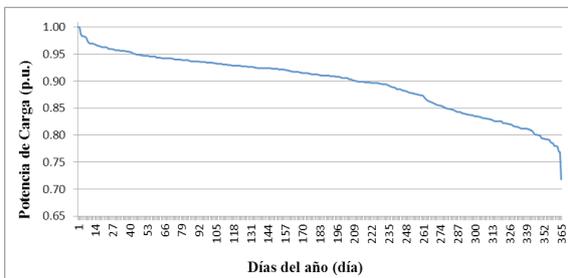


Figura 5: Curva de duración de carga anual

El comportamiento mostrado en las Figs. 4 y 5 se utiliza para las 19 cargas que tiene el sistema de New England.

#### 4.2. Modelación del Parque Eólico

La curva de producción de cada uno de los aerogeneradores es tomada del fabricante VESTAS, en este caso se utiliza el modelo VESTAS V82 [12], como se muestra en la Fig. 6, siendo el rango de operación para velocidades de viento comprendidas entre 3,5 y 13 m/s.

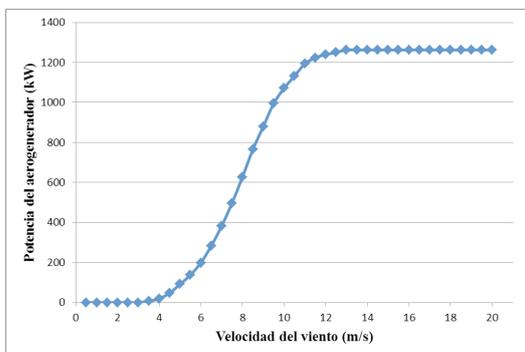


Figura 6: Curva de Potencia de los aerogeneradores

Cabe indicar que para obtener la potencia efectiva de la granja eólica, se debe modelar cada uno de los

aerogeneradores que representan la granja eólica para obtener la potencia requerida para el sistema.

Además, el programa PowerFactory permite obtener la curva de distribución Weibull para cada aerogenerador. Ésta es la función de distribución de probabilidad sugerida en la literatura para representar la probabilidad de ocurrencia de velocidad de viento en la zona en la que están instalados los aerogeneradores. La Fig. 7 muestra dicha curva.

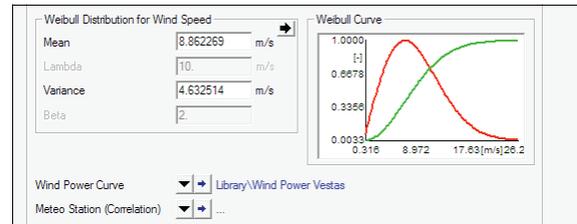


Figura 7: Curva de Distribución Weibull del aerogenerador

#### 4.3. Análisis de Resultados

La simulación en DIGSILENT 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), el cual considera las pérdidas del sistema, este estudio considera el 3 % en pérdidas en el sistema de transmisión. Cabe indicar que el presente estudio no considera las indisponibilidades de los generadores convencionales, ya que el objetivo de este trabajo es mostrar el efecto de las energías renovables no convencionales sobre el sistema.

El periodo considerado para el estudio de adecuación de generación en este caso es de un año (365 días).

A continuación se presentan los gráficos de distribución de probabilidad acumulada para el caso de 25% de ingreso de energía eólica en el sistema New England (1520 MW).

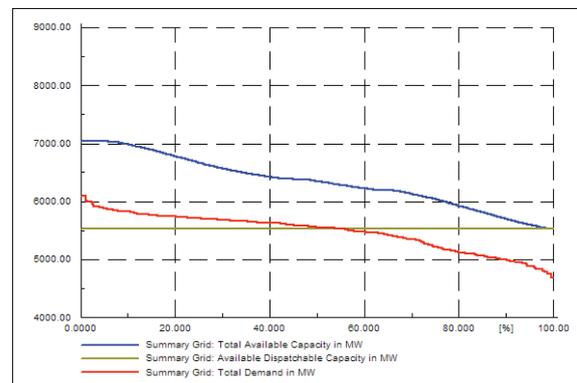


Figura 8: Disponibilidad de Generación y Demanda

La Fig. 8 muestra el gráfico de distribución de probabilidad acumulada para la disponibilidad de generación total (línea azul) y demanda total (línea roja), donde se aprecia su variación debido a la estocasticidad de la generación eólica y

demanda. Además, la capacidad de generación convencional (línea verde oscuro) no varía, dado que no se han asignado tasas de salida forzada a dichos generadores. En primera instancia, se podría deducir que no existiría demanda no suministrada, ya que la capacidad de generación total (línea azul) es superior a la demanda (línea roja); sin embargo, se debe considerar que la gráfica muestra curvas de distribución de probabilidad acumulada, lo cual indica que por ejemplo, para el caso de generación eólica, la probabilidad de generar a potencia máxima es muy baja, como se muestra en la Fig. 10 (línea verde). En este sentido, en el intervalo donde la demanda total es superior a la generación convencional, podría existir déficit debido a la baja probabilidad de ocurrencia de potencia máxima de la generación eólica.

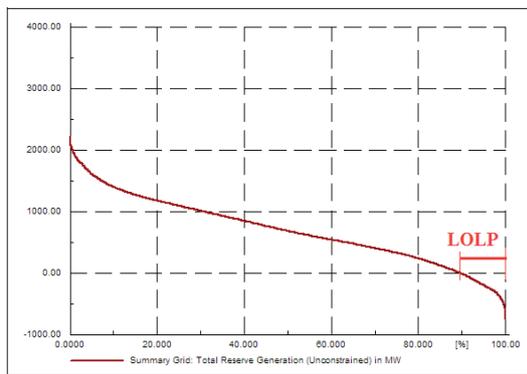


Figura 9: Reserva Total del Sistema

La Fig. 9 muestra la curva de distribución de probabilidad acumulada para la reserva total del sistema. Es posible observar que existe déficit de reserva de generación aproximadamente a partir del intervalo de probabilidad del 90%, esto es  $P(Reserva=0) \gg 10\%$ . En este caso existe probabilidad de pérdida de carga, LOLP, el cual tiene un valor aproximado de 10%, cuyo porcentaje es muy alto de acuerdo a la NERC, que recomienda el 0,2% aproximadamente. En este sentido, los resultados aquí obtenidos reflejan el impacto de la magnitud de generación eólica ingresada en el sistema, es decir, se debería también considerar el ingreso de generación convencional para tener firmeza en el abastecimiento de la demanda punta.

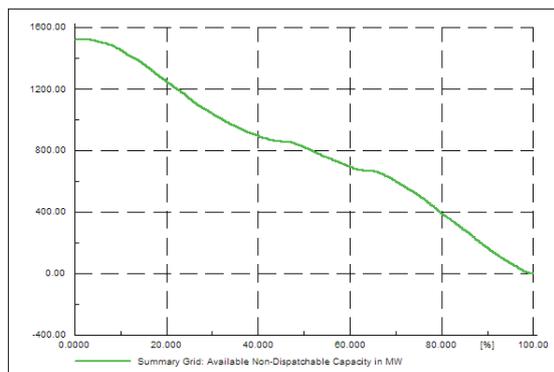


Figura 10: Disponibilidad de Generación Eólica

La Fig. 10 muestra la curva de distribución de probabilidad acumulada de la disponibilidad de generación del parque eólico. Esta distribución es construida a partir de la curva de potencia-viento (Fig. 6) de cada uno de los aerogeneradores.

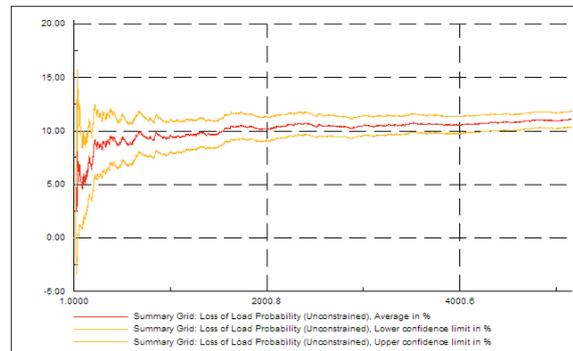


Figura 11: Convergencia del valor del LOLP

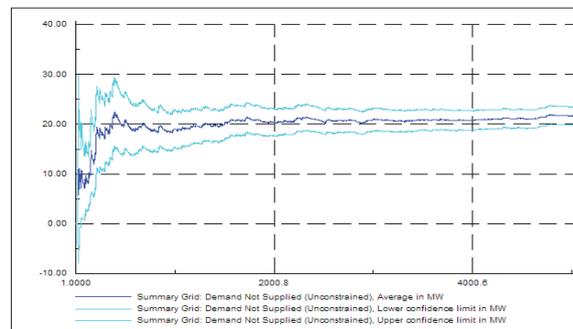


Figura 12: Convergencia del valor de DNS

Las Figs. 11 y 12 muestran las curvas de convergencia de las simulaciones del Monte Carlo para los índices LOLP y DNS. Es posible apreciar como la variabilidad de los resultados disminuyen en función del número de simulaciones de Monte Carlo, hasta que se llega a la estabilización o convergencia.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El trabajo desarrollado evidencia la importancia de una planificación para el ingreso de energías renovables no convencionales en los sistemas de potencia, debido a sus repercusiones en los índices LOLP y LOLE descritos en este estudio, así como también su impacto en la reserva de generación del sistema.

La determinación de la reserva del sistema tradicionalmente ha sido analizada 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. Esto se agrava cuando se incorporan fuentes de energía no convencional, puesto que éstas presentan mucha mayor probabilidad de fluctuación que las fuentes convencionales. En este contexto, se debe

diseñar y aplicar herramientas más flexibles (como las probabilísticas) para analizar la reserva del sistema de potencia.

En este trabajo, se ha presentado una metodología de análisis probabilístico para estudiar la confiabilidad de generación (adecuación), basada en simulaciones de Monte Carlo. Esta metodología está implementada en DIGSILENT PowerFactory, por lo que se ha utilizado este software para simular la aplicación en un sistema de prueba ampliamente usado en la literatura. Los resultados muestran las ventajas de la aplicación de la metodología probabilística (mediante la cual se presenta en el sistema una probabilidad de pérdida de carga del 10%) respecto de la determinista (con la cual el sistema aparentemente tendría un adecuado margen de reserva).

La aplicación de esta metodología al Sistema Nacional Interconectado de Ecuador está siendo realizada y los resultados serán presentados en futuras publicaciones.

#### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Billinton, R. Karki, A. Kumar, "Reliability and Risk Evaluation of Wind Integrated Power Systems", Springer, 2013.
- [2] R. Billinton, R. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum, 1996.
- [3] P. Hee Yau, "Generation System Reliability Evaluations with Intermittent Renewables," M.S. thesis, University of Strathcly, United Kingdom, 2006.
- [4] R. Billinton, R. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", New York, 1984.
- [5] J. Endrenyi, "Reliability Modelling in Electric Power Systems", John Wiley & Sons, 1978.
- [6] H. Khatib, "The Economics of Reliability in Electrical Power Systems", England: Technicopy Ltd., 1978.
- [7] NERC, "Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning", U.S.A., March 2011.
- [8] "DIGSILENT PowerFactory Version 14.1 Tutorial", DIGSILENT GmbH Heinrich-Hertz-StraBe 9, 72810 Gomaringen, Germany, May, 2011.
- [9] J. Cepeda, "Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincrofasorial" Ph.D. dissertation, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, 2013.
- [10] G. Fishman, "Montecarlo, Concepts, Algorithms and Applications", Springer, U.S.A. 1999.
- [11] M. Pai, "Energy Function Analysis for Power System Stability", Kluwer, Norwell, MA, 1989.
- [12] Página web: <http://www.vestas.com>
- [13] G. Suvire, "Wind Farm – Impact in Power System and Alternatives to Improve the Integration", Janeza Trdine 9, 51000 Rijeka, Croatia, 2011.



**Verónica Cárdenas Ulloa.-** Recibió su título de Ingeniera Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional en el 2011. En el año 2014 egresó de la Maestría en Energías Renovables realizada en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.

Actualmente trabaja en la Dirección de Planeamiento de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE. Sus áreas de interés son: Energías Renovables No Convencionales, Confiabilidad de Sistemas de Generación y Planificación de la Operación.



**Diego Echeverría Jurado.-** Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. Desde 2008, ha estado realizando sus estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), de la

Universidad Nacional de San Juan, Argentina como parte de una beca de 4 años financiada a través del Programa Regional del Servicio de Intercambio Alemán (DAAD, por sus siglas en alemán). Actualmente trabaja en el Centro Nacional de Control de Energía CENACE del Ecuador en el Área de Investigación y Desarrollo. Sus áreas de interés son: Confiabilidad de Sistemas de Generación, Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofasoriales PMU's y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



**Jaime Cristóbal Cepeda.-** Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005 y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Entre 2005 y 2009 trabajó en Schlumberger y

en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente se desempeña como jefe de investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.