

**Facultad Politécnica Universidad Nacional de Asunción  
Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología**

**Proyecto 14-INV-271  
“Valuación de Inversiones en Infraestructura Eléctrica y  
Comportamiento Estratégico”**

**ANEXO 01  
PGT 2.1 – Formulación matemática de modelos de  
Opciones Reales – Informe**

# Análisis de Riesgo de Inversiones del Plan de Expansión del Sistema Eléctrico de Potencia Paraguay bajo Incertidumbre

F. Ferreira <sup>#1</sup>, G. Blanco <sup>\*2</sup>, F. Escudero <sup>#3</sup>, F. Fernández <sup>\*4</sup>, D. Ríos <sup>\*5</sup>

<sup>#</sup> *Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Asunción*

<sup>1</sup> fredy3a@hotmail.com

<sup>3</sup> francisco\_escudero@ande.gov.py

<sup>\*</sup> *Facultad Politécnica, Universidad Nacional de Asunción*

<sup>2</sup> gblanco@pol.una.py

<sup>4</sup> ffernandez@pol.una.py

<sup>5</sup> dfestener@pol.una.py

**Abstract**—An increasing electricity demand could benefit a country in terms of economic growth and development. In such a context, the power system planner should aim to promote investments in generation and transmission capacity to keep pace of the increasing demand. Therefore, an improper power system expansion planning would constitute the main obstacle for a country to achieve integral growth. In this sense, this work seeks to assess the performance of future investments in the Paraguayan power system under uncertainties, in order to derive a risk analysis. The assessment is carried out by means of a mathematical model, based on Monte Carlo simulations and Brownian Motion with Drift, which intends to replicate the stochastic behaviour demand growth, an uncertain variable inherent to electricity power systems. This model is applied to calculate the system's Optimal Power Flow DC from 2014 to 2023, in order to maximize the incremental social benefit (BSI) of the country.

**Resumen**— Un aumento de la demanda de electricidad podría beneficiar a un país en términos de crecimiento económico y desarrollo. En dicho contexto, la planificación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) debe centrarse en fomentar las inversiones en generación y capacidad de transmisión para abastecer el ritmo del crecimiento de demanda. Por lo tanto, una planificación de la expansión del sistema de potencia inadecuada constituiría el principal obstáculo en un país, para lograr un crecimiento integral. En este sentido, este trabajo pretende evaluar el rendimiento de las inversiones futuras en el SEP del Paraguay bajo incertidumbre, con el fin de obtener un análisis de riesgos. La evaluación se lleva a cabo por medio de un modelo matemático, basado en simulaciones de Monte Carlo y Movimiento Browniano Tendencial para replicar el comportamiento estocástico del crecimiento de la demanda. Con dicho modelo se lleva a cabo el cálculo del Flujo de Potencia Óptimo en DC del sistema eléctrico de potencia paraguay durante el horizonte 2014-2023, con el objetivo de maximizar el Beneficio Social Incremental (BSI) del país.

## INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico es transversal respecto a otros segmentos de la economía de una región o un país. Por ello, un aumento de la demanda de electricidad implica una oportunidad para el sector eléctrico de ser concebido como el motor del desarrollo económico de dicho país. En ese

sentido, el incremento en el uso de la electricidad debe ser acompañado con inversiones que determinen una expansión acorde a la capacidad instalada de generación y de transmisión. El sistema de transmisión (ST) es la piedra angular en el que depende la coordinación entre oferta y demanda de electricidad. Estas redes son diseñadas para la transmisión de grandes bloques de energía, desde la generación de energía eléctrica a los centros de distribución para el uso final, de acuerdo con niveles de confiabilidad predefinidos. En este sentido, la red de transmisión también debe evolucionar apropiadamente para ser capaz de cumplir su papel en función de las necesidades futuras de la demanda.

Sin embargo, y como ocurre en muchos países latinoamericanos, la expansión inapropiada de la infraestructura eléctrica de potencia normalmente se constituye en el principal obstáculo que impide obtener un crecimiento integral. Actualmente, las redes no están adaptadas a los nuevos patrones de flujo de potencia de los mercados de energía y, en consecuencia, las líneas de transmisión (LTs) tienen altos niveles de congestión, lo que reduce significativamente los niveles de confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Por lo tanto, es necesario invertir en infraestructura de la red para aliviar la congestión a mediano plazo [1].

En particular, las inversiones en la expansión del sistema de transmisión exhiben características particulares tales como: elevado grado de irreversibilidad, economías de escala, baja adaptabilidad, uso de capital intensivo, opción de diferir la inversión y elevada exposición a las incertidumbres de largo plazo [2]. Así, una metodología de evaluación de inversiones adecuada debe ser capaz de incorporar de manera cuantitativa estas particularidades, que pueden ser integradas en tres componentes fundamentales: irreversibilidad, incertidumbres y manejo del riesgo.

Como fue presentado en [3], la incertidumbre sobre la evolución de las variables del sistema es producto de errores cometidos durante el proceso de pronóstico. Cuando es posible estimar tales errores con un intervalo de confianza satisfactorio, dichas incertidumbres poseen naturaleza aleatoria. Incertidumbres tales como la evolución incierta de

la demanda pertenecen a esta categoría. Este tipo de incertidumbre puede ser representado adecuadamente a través de procesos estocásticos.

La eficiencia de las Inversiones en Generación y Transmisión (IGTs), puede ser cuantificada mediante el Beneficio Social Incremental (BSI), es decir, a través de la diferencia entre el Costo de Operación (CO) del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los costos de IGTs, donde el CO es la suma del Ahorro de Costos de Generación (ACG) y la Energía No Suministrada (ENS). En ese sentido, este trabajo aporta un análisis del BSI, y el riesgo inherente a las inversiones, a través de un modelo matemático, que emplea simulaciones computacionales basadas en el Método de Monte Carlo, el Proceso de Wiener y el Movimiento Browniano Tendencial, con el objetivo de replicar el comportamiento estocástico de la operación y la evolución de variable incierta del sistema eléctrico, tal como la demanda. Dicho modelo es aplicado para calcular el Flujo de Potencia Óptimo DC del sistema eléctrico de potencia paraguayo durante el horizonte de estudio de 10 años, contrastando los resultados obtenidos en un escenario tendencial, donde no se incluyen nuevas obras, y un escenario donde son ejecutadas nuevas obras de generación y transmisión, contempladas en el Plan Maestro de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), para el período 2014-2023.

Las simulaciones dan como resultado una muestra del desempeño de las inversiones, y permiten describir en términos probabilísticos las incertidumbres que afectan a la ejecución de las mismas. A partir de este resultado, es efectuada la evaluación de dichas inversiones en el sistema eléctrico del Paraguay, empleando el enfoque de Valor Presente Neto (VPN).

#### MODELOS Y DATOS

La expansión del Sistema Interconectado Nacional del Paraguay se da en el marco de la ejecución de obras contempladas en el Plan Maestro ANDE, el cual busca acompañar el crecimiento proyectado de la demanda. Su impacto sobre la capacidad de transmisión y, consecuentemente, sobre las unidades generadoras, es cuantificado a través de un modelo de simulación del óptimo despacho de carga del SIN. Las incertidumbres sobre el crecimiento de la demanda presentan un comportamiento estocástico. Finalmente, el objetivo de este estudio es el análisis de riesgo de la ejecución de las inversiones planificadas por la empresa eléctrica, ANDE. La diferencia de costos de operación del sistema definirá el BSI sobre dos escenarios de análisis, lo que permitirá cuantificar el rendimiento de las inversiones en base al VPN.

##### A. Modelado de la Red

El Flujo de Potencia Óptimo (FPO) del SIN es obtenido a partir de un modelo de red simplificado que contempla las líneas de transmisión de 500 kV y 220 kV, además de las unidades generadoras existentes. Los datos del SIN utilizados fueron obtenidos de [4], mientras que en la Fig.1 se muestra la red actual al año 2016, con previsiones de incorporación de capacidad de generación y transmisión.

El análisis contempla como horizonte el mediano plazo, y considera que durante el mismo la topología de la red y la situación de la carga en punta de dicho horizonte no superan

el margen de reserva de generación. Además, la obtención del FPO toma como parámetros de control que el suministro de la demanda total proyectada nunca viola los criterios de tensión y corriente en líneas de transmisión y equipos de transformación ante condiciones normales de operación del sistema (red completa) [4].

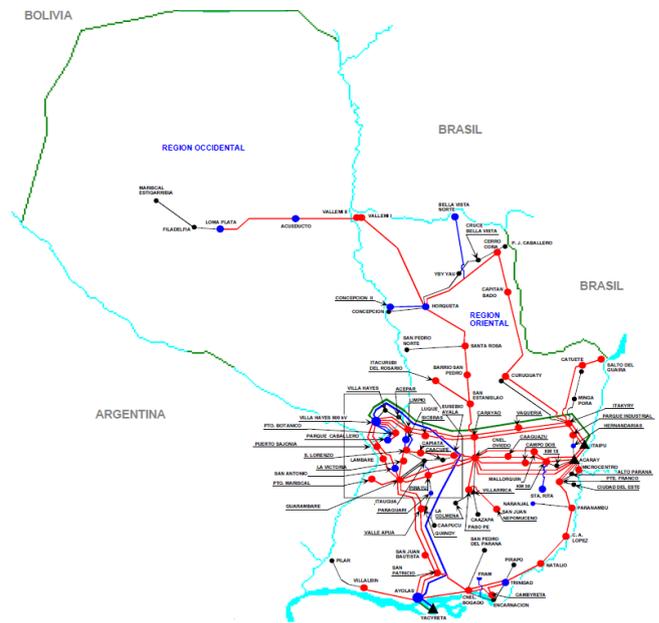


Fig. 1. SIN del Paraguay 2016

Se evalúan también condiciones de emergencia, considerándose el Criterio N-1, en el que se supone la pérdida de un solo elemento del sistema por vez (red incompleta o alterada). Las contingencias son analizadas principalmente en los corredores de transmisión en 220 kV y 500 kV, de forma a estimar el desempeño del sistema ante dichas contingencias.

Se considera que para el período de análisis, las fuentes de suministro del SIN son netamente de origen hidroeléctrico. Con relación a la expansión futura en un plazo de 20 años, la ANDE, dentro una visión estratégica en lo referente a la integración regional, buscando un mejor aprovechamiento de los recursos hidro-energéticos, solo planea construir centrales hidroeléctricas y ampliar las otras centrales existentes; asimismo, la empresa eléctrica contempla planes de expansión referente al sistema de transmisión en 500 kV [3].

##### B. Simulación estocástica de las IGTs del SIN

Como parte de este trabajo, el Ahorro de Costos de Generación se utiliza como criterio para evaluar el desempeño económico de la expansión de la red. Por lo tanto, un modelo de operación del SIN, sin la ejecución de obras de generación y transmisión por un lado, y con la ejecución de dichas obras por otro lado, los cuales están contempladas en el Plan Maestro de la ANDE, son necesarios con el fin de replicar el comportamiento del sistema y estimar los costos de producción en ambos escenarios.

El cálculo del FPO DC tiene el objetivo de estimar el costo óptimo de generación. El modelo FPO DC ha sido

ampliamente utilizado en numerosos casos de estudio de sistemas eléctricos de potencia para calcular el despacho de generación basado en ofertas presentadas por los generadores, así como también, considera las limitaciones de la red.

El objetivo general del mencionado modelo es maximizar el BSI, dicho de otro modo, minimizar el costo de generación considerando que la demanda es inelástica. El modelo incorpora los límites de capacidad de las LTs pero hace concesiones respecto a la réplica de algunas características del comportamiento real del sistema, el cual es considerado de manera a ganar simplicidad. Por ejemplo, las transacciones comerciales en interconexiones transfronterizas no se pueden evaluar de manera explícita [5].

La ventaja del cálculo del FPO es que los resultados representan el verdadero valor potencial de la red, independientemente de su comportamiento real. Para la minimización del costo de generación, el problema de optimización puede afirmarse matemáticamente como sigue:

$$\text{Funcion objetivo} = \min[\sum_i \sum_g C_g(P_g^i)] \quad (1)$$

Sujeto al balance de potencia para el nodo  $i$

$$\sum_g P_g^i - \sum_d P_d^i - \sum_l F_l^i = 0 \quad (2)$$

Sujeto a producción máxima de cada generador:

$$P_g^{i,min} \leq P_g^i \leq P_g^{i,max} \quad (3)$$

Sujeto al flujo de potencia en ambos sentidos de todas las LTs conectadas en el nodo  $i$ :

$$F_l^{min} \leq F_l \leq F_l^{max} \quad (4)$$

Donde  $C_g$  es la curva de oferta del generador [USD/h],  $P_g^i$  y  $P_d^i$  son las potencias [MW] producidas por el generador  $g$  y la demanda en el nodo  $i$ , respectivamente.

Para este trabajo, el comportamiento estocástico de la operación del SIN puede ser caracterizado mediante un modelo fundamental, ya que los costos de generación anuales están directamente influenciados por el comportamiento estocástico de la demanda en el corto y mediano plazo. Cabe destacar que la demanda es modelada en el problema del FPO como carga despachable, es decir, con valores negativos en términos de producción de potencia.

Desde un punto de vista económico, el flujo de caja estocástico definido por el costo anual de ahorro de generación para cada realización, se utiliza con el fin de evaluar el rendimiento de la inversión en la generación y transmisión, donde los costos de las inversiones requeridas son obtenidas del Plan Maestro de la ANDE.

### C. Modelado del crecimiento de la demanda

El crecimiento de la demanda es el principal impulsor de la expansión de los sistemas energéticos. Generalmente, la demanda se considera como inelástica, es decir, existe una ausencia de control por parte de los clientes de su consumo a corto plazo. A pesar de que la carga se considera inelástica, se asume comúnmente que los clientes no estarán dispuestos a consumir energía si el costo de disponer la misma en condiciones de racionamiento o corte es mayor que el costo normal de consumo. Este costo también es referido como el Costo de Energía No Suministrada (CENS), y es establecido generalmente en términos del administrador del mercado, con el fin de visualizar escenarios con escasez de energía, debido a que la capacidad de generación disponible no es suficiente para abastecer totalmente la demanda.

Un modelo estocástico de la demanda consistente debe girar en torno a un componente determinístico, sobre el cual existen fluctuaciones aleatorias. Para evitar una complejidad innecesaria, el componente fijo de crecimiento de la demanda consiste en una tasa tendencial anual que, generalmente se caracteriza como el crecimiento anual promedio obtenido sobre un histórico dado. Las desviaciones aleatorias de la tasa de crecimiento en torno al valor esperado son interpretadas como un error de previsión de la tasa de crecimiento. De acuerdo con el Teorema del Límite Central, se asume que esta componente aleatoria presenta una Distribución Gaussiana. Atendiendo a la generalización del Proceso de Wiener, esta componente se puede formular como sigue:

$$dz = \varepsilon \sqrt{dt} \quad (5)$$

Donde la variación de la variable  $z$  durante un corto intervalo  $\Delta t$  es definido por el producto de la variable aleatoria y la raíz cuadrada de la longitud del periodo.  $\varepsilon$  es llamado "ruido blando", es decir, es una variable aleatoria independiente que presenta una distribución gaussiana, con valor esperado igual a 0 y varianza 1. Entonces, el modelo estocástico de la tasa de crecimiento de demanda  $dR$  dentro de un intervalo  $dt$ , se puede generalizar mediante la formulación del Movimiento Browniano Tendencial, acorde a la siguiente expresión:

$$dR(t) = \mu_{d_i} \cdot dt + \sigma_{d_i} \cdot dz \quad (6)$$

Donde  $\mu_{d_i}$  es la media no condicional estimada de la tasa de crecimiento para el año  $t$ ,  $\sigma_{d_i}^2$  es la varianza no condicional estimada para el intervalo de tiempo  $dt$  y  $dz$  es el proceso de Wiener [5].

Los parámetros estocásticos utilizados se muestran en la Tabla I.

TABLA I.

País	$\mu_{d_i}$ [%]	$\sigma_{d_i}$ [%]
Paraguay	8.408	4.615

## EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS IGTs DEL SIN

El Ahorro de los Costos de Generación (ACG) para cada realización a lo largo del horizonte de inversión se puede calcular mediante la implementación de simulaciones de Monte Carlo. Por lo tanto, el flujo de fondo descontado estocástico del proyecto se define por un conjunto de flujos de fondos obtenidos del FPO y los desembolsos de capital efectuados para el proyecto de expansión. El flujo de fondos resultante de cada simulación de Monte Carlo está compuesto por el BSI anual y los costos de inversión. Así, en este módulo se calcula el valor actual de BSI acumulado en el horizonte de estudio basado en los ahorros de costos del sistema [6]. Así, en primer lugar, los flujos de fondos del BSI que se originan a causa de la ejecución del proyecto de expansión son descontados por el WACC (Costo Promedio Ponderado del Capital), de acuerdo con la siguiente expresión:

$$VP(BSI_{s,\omega,t_n}) = \sum_{t=t_n}^T \left( \frac{ACG_{t,\omega}^S}{(1+WACC)^t} \right) \quad (4)$$

$$VPN(BSI_{s,\omega,t_n}) = \sum_{t=t_n}^T \left( \frac{ACG_{t,\omega}^S - I_{s,t} - CO_{s,t}}{(1+WACC)^t} \right) \quad (5)$$

$$E[VPN(BSI_{s,\omega,t_n})] = \sum_{\omega=1}^{\wedge} \frac{1}{\wedge} (VP(BSI_{s,\omega,t_n})) \quad (6)$$

Donde  $ACG_{t,\omega}^S$  y  $PV(I_{s,t})$  son los Ahorros de Costos de Generación y los Costos de Inversión respectivamente, las ecuaciones (4) y (5) son el VP y VPN del BSI ejecutando la estrategia de inversión  $s$  en el año  $t_n$  y  $T$  es el horizonte de inversión. Finalmente, la ecuación (6) define el valor esperado del VPN para  $\Omega$  realizaciones de Monte Carlo. En cada caso, los sub-índices corresponden al  $t$ -ésimo año,  $i$ -ésima realización de la simulación de Monte Carlo del sistema de potencia.

La regla de la evaluación económica según el enfoque del VPN es como sigue: "Cuando el VPN es positivo, las inversiones deberían ser ejecutadas".

## SIMULACIONES Y RESULTADOS

Este caso de estudio pretende ilustrar la metodología propuesta, para analizar el riesgo de inversiones en el plan de expansión del sistema de generación y transmisión eléctrico paraguayo bajo incertidumbre. El análisis es realizado a través del modelo matemático propuesto, considerando el comportamiento estocástico del crecimiento de la demanda eléctrica durante el horizonte de inversión mencionado. Con dichas simulaciones se obtienen los resultados que serán evaluados económicamente usando el enfoque del Valor Presente Neto.

La evolución de la demanda en el sistema eléctrico es modelada en función de la tasa de crecimiento estocástica, en la Fig. 2 se puede observar la tasa de crecimiento de la demanda para 50 iteraciones, donde la componente tendencial es igual al crecimiento anual promedio e incluyendo la varianza, donde ambos son obtenidos a partir de datos históricos de 20 años de la demanda máxima eléctrica del Paraguay [7], para lograr una mayor aproximación a la situación real. El criterio de convergencia del método de Monte Carlo es definido con un error relativo máximo del 1% con un intervalo de confianza del 90%, el

cual es calculado según la técnica de estimación secuencial [8]. Son necesarias 2000 realizaciones para satisfacer dicho criterio.

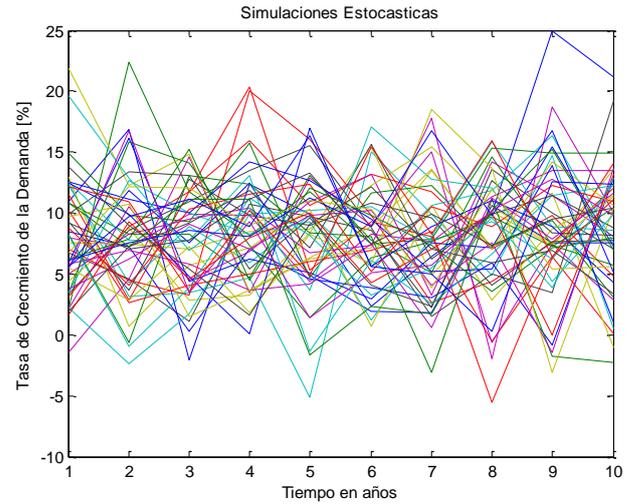


Figura. 2. Comportamiento Estocástico.

Con el fin de determinar el costo de operación para el período de carga pico en el horizonte de inversión se realizan simulaciones de FPO-DC en un modelo equivalente del SIN, respetando niveles de tensión de  $\pm 10\%$  establecidos por la ANDE. Para validar el modelo utilizado se realizó una comparación de los flujos de potencia AC (FP AC) realizados por la ANDE con las simulaciones del presente trabajo, observándose resultados similares.

En el presente caso, en situaciones de déficit de energía, el precio del déficit es fijado en el valor de VOLL (*Value of Lost Load*), el cual es considerado igual a 2940 USD/MWh según el estudio realizado por Estudios Energéticos Consultores S.A. 2014-2015 [9]. Además, la evaluación económica considera una tasa de descuento del 9% sobre un horizonte de 10 años. Se pretende evaluar el VPN óptimo de todas las inversiones del plan de expansión de la ANDE en base al BSI.

Con el resultado de las simulaciones estocásticas y del FPO-DC se llevó a cabo el cálculo del BSI, el cual sería la diferencia del Costo de Operación del SIN, sin y con Plan Maestro ANDE 2014-2023. Luego, se ha calculado el VP del BSI y las IGTs y así, obtener el histograma del VPN en régimen normal, como puede observarse en la Fig. 3

La convergencia de la esperanza del VPN, luego de 2000 simulaciones de Monte Carlo en régimen normal, puede verse en la Fig. 4.

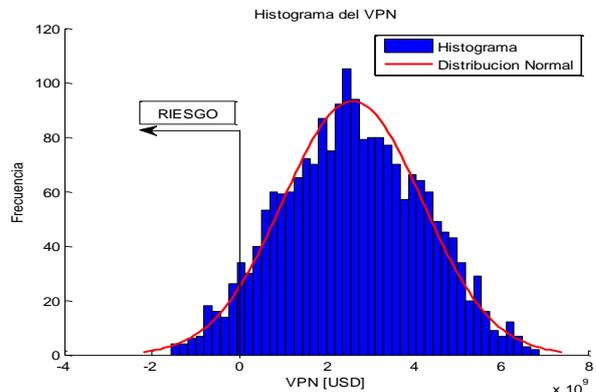


Figura 3. Histograma del VPN en régimen normal

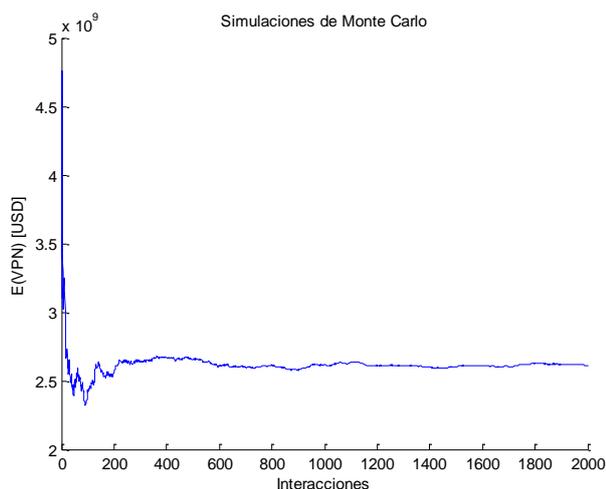


Figura 4. Convergencia de la esperanza del VPN en régimen normal

Consecuentemente se obtiene el riesgo inherente de las IGTs, es decir, donde los VPN son menores a ceros (Tabla II), considerando los escenarios en régimen normal y en régimen de contingencia simple, criterio N-1, de las LTs. El FPO-DC se calcula utilizando el software Matpower 6.0, el cual es un paquete de simulación de sistemas de potencia en ambiente MATLAB [10].

TABLA II.

Estudio	E[VPN] [MUSD]	RIESGO[%]
Regimen Normal	2608	5.05
Regimen de Contingencia	1542	10.4

#### CONCLUSIÓN

En este trabajo, la aplicación de un nuevo marco metodológico ha sido presentada. Se ha realizado la evaluación del desempeño bajo incertidumbre de las inversiones contempladas en el plan de expansión del sistema de transmisión y generación del Paraguay. La atención del trabajo se centra en la valoración económica de de las inversiones en cada año de evaluación, calculando el BSI, VPN y, por lo tanto, el riesgo de dichas inversiones en infraestructura eléctrica.

La metodología está basada en simulaciones estocásticas mediante el empleo del Movimiento Browniano Tendencial, el cual es capaz de replicar el comportamiento estocástico del sistema de potencia paraguayo bajo incertidumbres aleatorias (crecimiento de la demanda). Se ha considerado un horizonte de estudio de 10 años y dos escenarios de evaluación, con y sin la aplicación de obras contempladas en el plan de expansión de la ANDE, buscando maximizar el beneficio social para el país.

Se puede concluir que para el SIN paraguayo, desde el punto de vista técnico-económico y en régimen normal de operación, están justificada las IGTs. Se obtuvo un riesgo de tan solo 5.05%, el cual representa la probabilidad de que las IGTs de la ANDE no serán factibles en el caso de que la tasa de crecimiento estocástico de la demanda se encuentre

muy por debajo de la media tendencial, más aun, cuando el proceso estocástico proporcionaba valores negativos. Por otro lado, se ha cuantificado el beneficio económico social para el país en 2608 [MUSD].

Para el caso de régimen de operación en contingencia, aplicando el criterio N-1 a las LTs, se obtuvo un riesgo de 10.4%. Para dicho caso se ha obtenido un beneficio económico social de 1542 [MUSD], aunque el riesgo haya aumentado, las probabilidades de que las LTs salgan fuera de servicio en cada año de estudio, según el criterio N-1, son muy bajas.

#### REFERENCIAS

- [1] G. Blanco, F. Fernandez. M. Davalos, "Impacto de las inversiones en el perfil de riesgo de portafolios de inversión en el Sistema Interconectado Nacional del Paraguay". Cigré Paraguay 2014.
- [2] P. Vasquez y F. Olsina, "Power Tech, 2007 IEEE Lausanne," presented at the Power Tech, 2007 IEEE Lausanne, pp. 695-700, 2007.
- [3] P. Vasquez, Z. A. Styczynski, y A. Vargas, "Flexible decision making-based framework for coping with risks existing in transmission expansion plans", in Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES, 2008, pp. 1-9.
- [4] Plan Maestro de Generación y transmisión 2014-2023, Administración Nacional de Electricidad.
- [5] G. Blanco, D. Wanek, F. Olsina, F. Garcés, C. Rehtanz "Flexible investment decisions in the European interconnected transmission system", Journal Elsevier Electric Power Systems Research, 2010.
- [6] G. Blanco, F. Olsina y F. Garcés. "Transmission Investments under Uncertainty: the Impact of Flexibility on Decision-Making", en IEEE PES General Meeting 2012, San Diego, 2012, pp. 1-10.
- [7] Compilación Estadística 1994-2014. Departamento de Estudios Estadísticos. Administración Nacional de Electricidad.
- [8] G. Fisherman, Monte Carlo: Concept, Algorithms and Applications, vol. I. New York: Springer 1996, pp. 21-120.
- [9] Estudio Tarifas ANDE Resumen Ejecutivo Consultora "Estudios Energéticos Consultores" 2014-2015. Administración Nacional de Electricidad.
- [10] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, y R. J. Thomas, "MATPOWER Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb. 2011.



# ARANDUCON 2016

SEGUNDO CONGRESO DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD, ELECTRÓNICA,  
COMUNICACIONES, COMPUTACIÓN Y ROBÓTICA

Certificado de Participación otorgado a:

**FREDY FERNANDO FERREIRA ACOSTA**

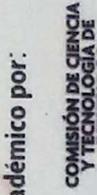
en calidad de:

**PARTICIPANTE**

Realizado en el Hotel DAZZLER  
Asunción - Paraguay  
26, 27 y 28 de octubre de 2016

.....  
**Ing. José Benítez**  
Tesorero IEEE Paraguay

.....  
**Ing. Juan José Encina**  
Pdte. IEEE Paraguay  
Consejo Conosur IEEE



Declarado de interés Científico, Tecnológico y Académico por: