

**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 02  
PGT 2.1 – Formulación matemática de modelos de  
Opciones Reales – Informe**

**Comité de Estudio C1–Desarrollo y Economía del Sistema**

**ANÁLISIS DE RIESGO DE INVERSIONES EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO PARAGUAYO BAJO INCERTIDUMBRE**

**F.F. FERREIRA\***  
**F. ESCUDERO**

**Facultad de Ingeniería –  
UNA  
Paraguay**

**D.RÍOS**  
**F. FERNÁNDEZ**  
**G. BLANCO**

**Facultad Politécnica - UNA  
Paraguay**

***Resumen** – Actualmente, un incremento de la demanda de potencia eléctrica 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 promover inversiones en la capacidad de generación y transmisión eléctrica, para abastecer el ritmo del crecimiento de la demanda. Sin embargo, una inadecuada planificación de la expansión del sistema de potencia, no se adaptaría a los nuevos paradigmas de los mercados eléctricos emergentes; las líneas de transmisión a menudo operarían bajo niveles de congestión significativos, lo cual constituye el principal obstáculo en un país, para lograr un crecimiento integral. Por lo tanto, para la eficiencia económica del portafolio de inversiones, se necesitan modelos de valoración adaptados a cuantificar la contribución de la estrategia de la flexibilidad de inversiones del SEP.*

*En este sentido, este trabajo busca valorar el rendimiento de las inversiones programadas dentro del sistema de potencia paraguayo, enfocándose en análisis y manejo de riesgos, donde a través de simulaciones estocásticas son modelados el comportamiento de la incertidumbre del rendimiento del portafolio de inversiones. 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. Dicho modelo es aplicado para calcular el Flujo de Potencia Óptimo (OPF-DC) del SEP paraguayo, durante el horizonte 2014-2023, con el objetivo de maximizar el Beneficio Social Incremental (BSI) del país. Luego, el método de Opciones Reales (OR) es aplicado para valorar la estrategia de la flexibilidad en el proyecto de la Central Hidroeléctrica (CH) Yguazú, embebida en el plan de expansión, para así analizar el comportamiento del rendimiento de las inversiones en el Sistema de Transmisión (ST), para todos los posibles escenarios de estudio.*

*Finalmente, el resultado muestra que es conveniente abandonar el proyecto Yguazú que estaba programado para el 2018, y hacer énfasis solamente en las inversiones del ST, es por tal motivo que un incorrecto manejo u omisión de las principales variables inciertas del proyecto podría llevar a decisiones no óptimas.*

**Palabras clave:** Planificación del Sistema de Potencia – Simulaciones Estocásticas – Incertidumbres – Movimiento Browniano Tendencial – Flujo de Potencia Óptimo – Sistema de Transmisión – Opciones Reales

## **1 INTRODUCCIÓN**

La transición hacia un sector eléctrico eficiente ha requerido un cambio de paradigma en la operación y planificación del sistema de potencia, con el objetivo de mejorar el grado de competencia en el mercado. La asignación eficiente de inversiones y el tiempo de toma de decisiones en la expansión son cada vez más importantes, por ser el sistema de transmisión (ST), la piedra angular en el que depende la coordinación entre oferta y demanda de electricidad, bajo niveles predefinidos de confiabilidad del servicio. En este sentido, el

ST debe evolucionar apropiadamente para ser capaz de cumplir su papel de transporte de energía, desde la generación a los centros de distribución, en función de las necesidades futuras de la demanda.

El problema principal del ST, consiste en la naturaleza de las inversiones, con características como: economías de escala, irreversibilidad, baja adaptabilidad, uso de capital intensivo, opciones de diferir y elevada exposición a las incertidumbres de largo plazo [1]. 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 de riesgo.

Algunas de estas incertidumbres, como por ejemplo, la evolución incierta de la demanda, pueden ser representadas adecuadamente a través de procesos estocásticos. Esto permite considerar escenarios de inversión con opciones de flexibilidad, a diferencia del enfoque fijo de flujo de caja descontado. La flexibilidad ofrece la posibilidad de adaptar rápidamente el plan de inversión de los sistemas de potencia y a bajo costo, a cualquier cambio, previsto o no, en las condiciones que se esperaban en el momento en que se decidió [2] - [3]. Por lo tanto, la estrategia de considerar la flexibilidad en proyectos de inversión podría verse como una técnica de manejo de riesgos, que permite gestionar adecuadamente las incertidumbres, que no están resueltas en el momento de la toma de decisiones [4].

El enfoque de Opciones Reales (OR), proporciona un marco basado en las teorías de opciones financieras, para la valoración de proyectos flexibles bajo incertidumbres aleatorias, con múltiples opciones estratégicas de flexibilidad, tales como: la opción de expandirse en una etapa posterior, posponer la opción y abandonar la inversión en el futuro [5].

En dicho sentido, este artículo propone la aplicación del enfoque de OR para la evaluación técnico-económica de inversiones en el sistema de transmisión, en base a simulaciones de Monte Carlo del beneficio social del mercado eléctrico paraguayo, contempladas en el Plan Maestro de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), para el período 2014-2023.

## 2 MODELADO Y DATOS

La expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) del Paraguay, se da en el marco de la ejecución de obras contempladas en el Plan Maestro ANDE 2014-2023, el cual busca acompañar el crecimiento proyectado de la demanda, donde las incertidumbres sobre la demanda presentan un comportamiento estocástico. Su impacto sobre la capacidad de transmisión y, consecuentemente, sobre las unidades generadoras, es cuantificado a través de un modelo de simulación del despacho óptimo de carga del SIN. Luego, la diferencia de costos de operación del SEP en los escenarios, donde no se incluyen nuevas obras, y un escenario donde son ejecutadas nuevas obras según el plan maestro, definirá el Beneficio Social Incremental (BSI) del país, lo que permitirá cuantificar el rendimiento de las inversiones del Plan Maestro ANDE. Finalmente, se comparará el BSI obtenido en diferentes escenarios considerados con el valor de la flexibilidad del proyecto de la Central Hidroeléctrica Yguazú, también contemplada en el plan maestro, para, de esta forma, cuantificar el comportamiento neto de las inversiones en el ST.

### 2.1 Modelado de la Red

El flujo de potencia óptimo (*Optimal Power Flow*, OPF, por sus siglas en inglés) del SIN paraguayo, es obtenido a partir de un modelo de red simplificado que contempla las líneas de transmisión (LT) de 500 kV y 220 kV, además de las unidades generadoras existentes. Los datos del SIN utilizados fueron obtenidos de [6], mientras que en la Fig.1 se muestra la red para el año 2023, programado según el plan maestro ANDE.

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 OPF toma como parámetros de control que el suministro de la demanda total proyectada se encuentra sin violaciones a los criterios de tensión y de carga en las líneas de transmisión y equipos de transformación ante condiciones normales de operación del sistema (red completa) [6].

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 las líneas de transmisión modelados, de forma a estimar el desempeño del sistema ante dichas contingencias.

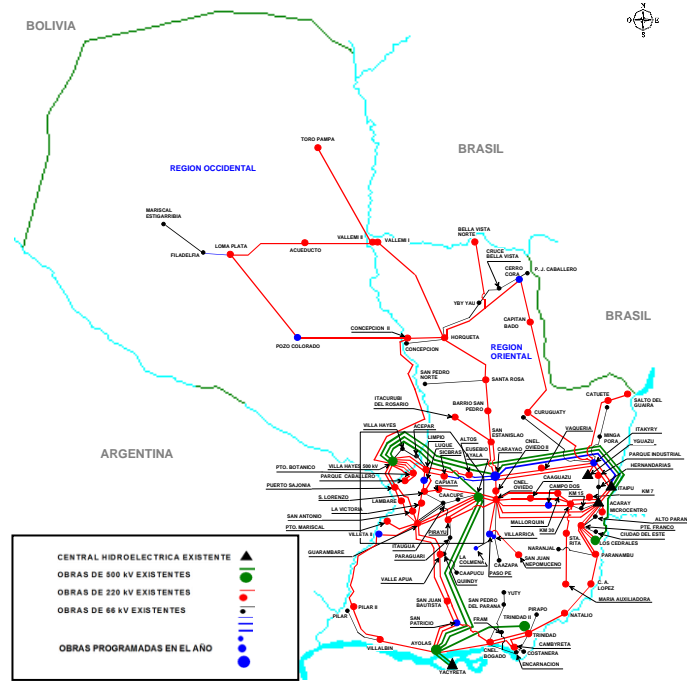


Fig. 1. SIN del Paraguay programado para 2023

## 2.2 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 tarifario de consumo; este costo 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[7].

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 para el caso de estudio, presenta una Distribución Gaussiana. Atendiendo a la generalización del Proceso de Wiener, esta componente se puede formular como sigue:

$$dz = \varepsilon\sqrt{dt} \quad (1)$$

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:

$$dR(t) = \mu_{d_i}(t) \cdot dt + \sigma_{d_i}(t) \cdot dz \quad (2)$$

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 [7]. Los parámetros estocásticos utilizados se muestran en la Tabla I.

TABLA I. PARÁMETROS ESTOCÁSTICOS

País	$\mu_{d_i}$ [%]	$\sigma_{d_i}$ [%]
Paraguay	8,03261	4,2742

### 2.3 Flujo de Potencia Óptimo del SIN

Como parte de este trabajo, el Ahorro en Costos de Generación (ACG), se utiliza como criterio para evaluar el desempeño económico de la expansión de la red. Por lo tanto, incorporando el modelado del crecimiento de la demanda estocástica para las simulaciones de la operación del SIN, se consideran dos escenarios, sin la ejecución de obras del Plan Maestro ANDE de generación y transmisión por un lado, y con la ejecución de dichas obras por otro lado, con el fin de replicar el comportamiento del sistema y estimar los costos de producción en ambos escenarios.

El cálculo del OPF DC, tiene el objetivo de estimar el costo óptimo de generación. El modelo OPF 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 LT, pero hace concesiones respecto a la réplica de algunas características del comportamiento real del sistema, de manera a ganar simplicidad. Por ejemplo, las transacciones comerciales en interconexiones transfronterizas no se pueden evaluar de manera explícita [7].

La ventaja del cálculo del OPF, es que los resultados representan el verdadero 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:

$$\text{Función objetivo} = \min[\sum_i \sum_g C_g(P_g^i)] \quad (3)$$

Sujeto al balance de potencia para el nodo  $i$

$$\sum_g P_g^i - \sum_d P_d^i - \sum_l F_l^i = 0 \quad (4)$$

Sujeto a la producción máxima de cada generador:

$$P_g^{i,min} \leq P_g^i \leq P_g^{i,max} \quad (5)$$

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

$$F_l^{min} \leq F_l \leq F_l^{max} \quad (6)$$

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  $i$ ,  $F_l$  es el flujo de potencia para cada línea de transmisión del sistema.

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 OPF como carga despachable, es decir, con valores negativos en términos de producción de potencia.

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

### 3 EVALUACION ECONOMICA DE LAS INVERSIONES DEL SEP

El enfoque tradicional que la evaluación de proyectos utiliza es el método del Valor Presente Neto (VPN). Este enfoque de evaluación presenta un buen rendimiento cuando el proyecto está expuesto a una incertidumbre escasa o nula en sus variables de estado y no tiene ninguna opción de flexibilidad estratégica (opción de aplazar, ampliar, cambiar, abandonar, etc.). Sin embargo, la herramienta más apropiada para la evaluación de las inversiones bajo procesos estocásticos es la técnica de Opciones Reales.

#### 3.1 Flujo de Fondo Descontado Estocástico

El Ahorro en Costos de Generación (ACG), 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 OPF 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 [2]. Asimismo, 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 Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC, *Weigthed Average Capital Cost*, por sus siglas en inglés), de acuerdo con la siguiente expresión:

$$VP(BSI_{s,\omega,t_n}) = \sum_{t=t_n}^T \left( \frac{ACG_{t,\omega}^S}{(1+WACC)^t} \right) \quad (7)$$

$$VPN(BSI_{s,\omega,t_n}) = \sum_{t=t_n}^T \left( \frac{ACG_{t,\omega}^S - I_{s,t} - CO_{s,t}}{(1+WACC)^t} \right) \quad (8)$$

$$\mathbb{E}[VPN(BSI_{s,\omega,t_n})] = \sum_{\omega=1}^{\Omega} \frac{1}{\Omega} (VP(BSI_{s,\omega,t_n})) \quad (9)$$

Donde  $ACG_{t,\omega}^S$  y  $I_{s,t}$  son los Ahorros en Costos de Generación y los Costos de Inversión respectivamente, las ecuaciones (7) y (8) son el VP y VPN del BSI, ejecutando la estrategia de inversiones en el año  $t_n$  y  $T$  es el horizonte de inversión. Finalmente, la ecuación (9) 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.

#### 3.2 Programación Dinámica basada en el Valor Esperado

El valor de una inversión flexible, se calcula hallando el tiempo de ejercicio óptimo de las opciones de flexibilidad. La programación dinámica es una herramienta adecuada para llevar a cabo esta tarea. Este enfoque podría ser visualizado gráficamente como un árbol de decisión, y la opción real obliga a una búsqueda del momento óptimo para invertir. En un tiempo  $t$  genérico, el modelo estimará el valor presente neto de la inversión teniendo en cuenta la probabilidad de dos escenarios: invertir ahora o mantener la inversión hasta el próximo período.

Por razones de claridad, como ha sido expuesto en [2], el punto de partida del análisis es la evaluación de inversiones en la red de transmisión con la opción de diferir el proyecto Yguazú. Suponiendo que la licencia del proyecto tiene  $T$  años de vigencia y el capital necesario para invertir en el año  $t$  es  $I(t)$ , el valor esperado del proyecto de inversión se considera como activo subyacente,  $\mathbb{E}[VP(BSI)]$ . La tasa libre de riesgo se denota por  $r$ . La política óptima de ejercicio de las opciones se deriva de la comparación del valor intrínseco de la opción de diferimiento, con el valor de mantener viva la opción. El problema se inicia desde el último año y procede de manera recursiva, de atrás hacia adelante, hasta alcanzar el primer año. Durante el último año, el problema se modela como:

$$\text{Ejecutar, si } V(T) = \mathbb{E}[VP(BSI)] > I(T); \quad (10)$$

$$\text{No ejecutar, si } V(T) = \mathbb{E}[VP(BSI)] \leq I(T);$$

Consecuentemente, la política óptima de decisión en  $T$  es:

$$V^*(T) = \max[(\mathbb{E}[VP(BSI)] - I(T)); 0]; \quad (11)$$

En todos los años  $0 < t < T$ , el valor de ejercer la opción de inversión en un tiempo dado es el VPN del proyecto de inversión si la inversión se realiza en el tiempo  $t$ , es decir:

$$V^{ex}(t) = \mathbb{E}[VP(BSI)] - I(t); \quad (12)$$

Por otro lado, el valor de continuación de opción en el instante  $t$ -ésima, es decir, el valor del proyecto si la decisión es posponer la ejecución, está dada por:

$$V^{cont}(t) = \frac{V^*(t-1)}{(1+r)} \quad (13)$$

Donde  $V^{cont}(t)$  es el valor encontrado bajo condiciones óptimas durante los años  $t + 1, t + 2, \dots, T - 1, T$  descontados al año  $t + 1$ .

Por lo tanto, en cualquier momento  $t$ , la política óptima de ejercicio se deriva del problema de optimización:

$$V^*(T) = \max[(\mathbb{E}[VP(BSI, t)] - I(T)); \frac{V^*(t-1)}{(1+r)}]; \quad (14)$$

La última relación de optimización extiende la clásica regla del VPN. La política de decisión extendida es: "En el año  $t$ , el tomador de decisiones no debe invertir en el proyecto de inversión (esperar por lo menos un año) a menos que el valor esperado del valor presente neto de la inversión es mayor que el valor de continuación"[2]. Si la opción no se ejerce en el año  $t$ , el titular de la opción tendrá dos opciones en el próximo año: la opción de ejercicio o la espera de una mejor oportunidad (aplazar la inversión). Así, el enfoque proporciona el momento óptimo de inversión y el valor de dicha ejecución óptima  $V^*(0)$ .

#### 4 SIMULACIONES Y RESULTADOS

El caso de estudio pretende ilustrar la metodología propuesta, con el objetivo de analizar los riesgos en diferentes escenarios de las inversiones del plan de expansión del ST paraguayo, considerando la flexibilidad de la CH Yguazú. El análisis es realizado a través del modelo matemático propuesto, considerando el comportamiento estocástico de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica durante el horizonte de inversión mencionado. 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 histórico promedio de 10 años de la potencia eléctrica de demanda máxima en el Paraguay, con una varianza obtenida considerando dicho comportamiento histórico. [8]

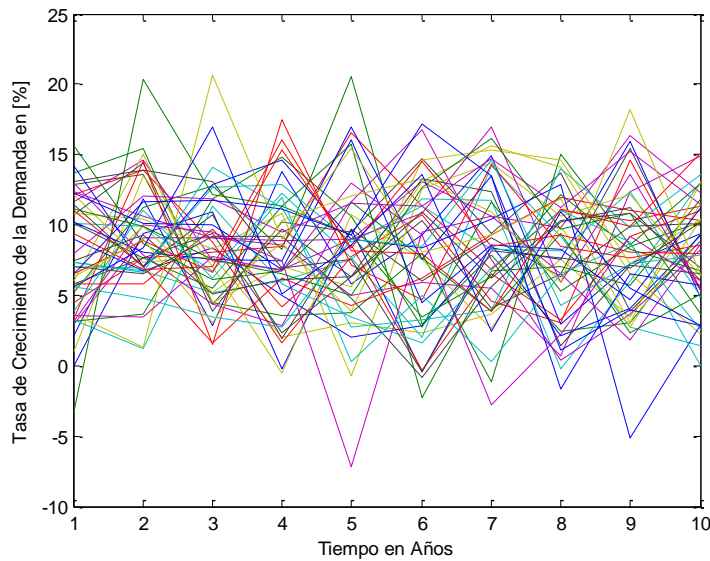


Fig. 2. Comportamiento Estocástico de la demanda.

El costo de generación de la CH Yguazú es considerado en dos escenarios, ya que es una variable no aleatoria; en este caso los costos mínimo y máximo considerados son 15 USD/MWh y 66 USD/MWh. En situaciones de déficit de energía, el precio del déficit es fijado en el valor de VOLL (*Value of Lost Load*, Valor de Pérdida de Carga, por sus siglas en inglés), el cual es considerado igual a 2940 USD/MWh [9]. Además, la evaluación económica considera una tasa de inflación anual del 4%, y una tasa de descuento WACC del 9% sobre el horizonte, desde el año 2014 al 2023.

Con el fin de determinar el costo de operación para el período de carga pico en el horizonte de inversión se realizan simulaciones de OPF-DC, en un modelo equivalente del SIN paraguayo, para los escenarios sin y con obras de inversión. Además, se consideran contingencias, teniendo en cuenta el criterio N-1 para las LT. Para la validación del modelo utilizado, se realizó una comparación de los flujos de potencia AC (PF-AC), con las simulaciones del presente trabajo, observándose resultados similares. Igualmente, se tomó en cuenta el criterio de convergencia del método de Monte Carlo, lo cual está definido con un error relativo máximo del 1%, con un intervalo de confianza del 90% [10]. Para el régimen normal de funcionamiento del sistema, son necesarias 2000 simulaciones de OPF en cada año de estudio, para satisfacer la convergencia de la esperanza del VPN bajo dicho criterio.

El OPF-DC se calcula utilizando el software Matpower 6.0, el cual es un paquete de simulación del SEP en ambiente MATLAB [11].

Consecuentemente, se obtiene el riesgo inherente de las inversiones del SEP paraguayo, es decir, la probabilidad 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 LT.

TABLA II. BSI Y RIESGO DEL PLAN MAESTRO ANDE 2014-2023

Estudio	$E[VPN(BSI)]$ (MUSD)	RIESGO (%)
Régimen Normal	2307,3	6,45
Régimen de Contingencia	2106,6	7,4

#### 4.1 Evaluación de Opciones Reales

Seguidamente, es realizada la evaluación basada en el enfoque de Opciones Reales, valorando la opción de diferimiento de la inversión en el proyecto Yguazú, y así, apreciar la esperanza del VPN óptimo de las inversiones del plan de expansión de la ANDE en base al BSI, tal como se muestra en la Tabla III.

TABLA III. FLEXIBILIDAD DE LA CH YGUAZÚ

	2017	2018 (Plan ANDE)	2019	2020
$E[VPN(BSI)]$ (MUSD)	2292,6	2307,3	2321,1	2333,1
	2021	2022	2023	No Invertir
	2339,5	2330	2332,6	<b>2586,6</b>

Los resultados muestran que posponiendo la ejecución de la CH Yguazú un año, desde 2017 hasta 2023, y aunque el VPN de las inversiones del SEP tenga valores positivos, la estrategia óptima de inversión consiste en enfocarse solo en el ST, abandonando finalmente la ejecución del proyecto Yguazú. Además, el ahorro económico sin la ejecución del proyecto Yguazú para el Plan Maestro ANDE es de 279 MUSD



## 5 CONCLUSIONES

En este trabajo, la aplicación de un nuevo marco metodológico ha sido presentada, basada en simulaciones estocásticas y la teoría de OR, para analizar el riesgo asociado a la toma de decisiones en las inversiones del ST paraguayo, considerando la flexibilidad del proyecto de la CH Yguazú, la cual está embebida en el Plan Maestro ANDE y programada inicialmente para el 2018.

El enfoque propuesto es capaz de replicar el comportamiento estocástico del crecimiento de la demanda pico, considerando 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, con el fin de presentar resultados que permitan definir una política de inversión óptima, contemplando la flexibilidad, de manera a maximizar el beneficio social del país.

Se concluye que, para el SIN paraguayo, las obras contempladas en el Plan Maestro ANDE 2014-2023, sin considerar la flexibilidad de la CH Yguazú, desde el punto de vista técnico-económico y en régimen normal de operación, están justificadas. Con este estudio se obtuvo un beneficio económico social para el país de 2307 [MUSD] y un riesgo de tan solo 6,45%, el cual representa la probabilidad de que las inversiones del plan no serán factibles, en el caso de que la tasa de crecimiento estocástico de la demanda pico se encuentre muy por debajo de la media tendencial, y más aún si existen retrocesos, es decir, valores negativos en la tasa de crecimiento. Para el caso de régimen de operación en contingencia, aplicando el criterio N-1 a las LT, se obtuvo un riesgo de 7,4%. Para dicho caso se ha obtenido un beneficio económico social de 2106 [MUSD], aunque el riesgo haya aumentado, las probabilidades de que todas las LT salgan fuera de servicio por vez, en cada año de estudio, son muy bajas.

Finalmente, se ha cuantificado el valor de la flexibilidad de la inversión en la CH Yguazú. Los resultados muestran que es conveniente abandonar el proyecto, ya que para dicho escenario se obtuvo el máximo BSI, de 2586 MUSD y por tanto el menor riesgo de tan solo 3,5%, consecuentemente se obtendría un ahorro económico para el país de 279 MUSD. Con ello se justifica que la mejor estrategia de inversión resulta en enfocarse solamente en las inversiones de expansión del ST paraguayo.

La principal contribución de este trabajo, es un modelo analítico para la toma de decisiones en la planificación de expansión del sistema de potencia, donde aspectos como la incertidumbre aleatoria del crecimiento de la demanda, e incertidumbre no aleatoria como el costo de generación, deben ser cuidadosamente tomados en cuenta, para la evaluación de inversiones en el sistema de potencia, y así, evitar toma de decisiones sub-óptimas.

## 6 REFERENCIAS

- [1] P. Vasquez y F. Olsina, "Valuing flexibility of DG investments in transmission expansion planning", *Power Tech 2007 IEEE Lausanne*, pp. 695-700, 2007.
- [2] G. Blanco, F. Olsina and F. Garcés, "Transmission investments under uncertainty: the impact of flexibility on decision-making," in *IEEE PES General Meeting*, p. 1-10, San Diego, 2010.
- [3] G. Latorre, R. Cruz, J. Areiza, and A. Villegas, "Classification of publications and models on transmission expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.18, pp. 938-946, 2003.
- [4] V. Miranda and L. Proenca, "Why risk analysis outperforms probabilistic choice as the effective decision support paradigm for power system planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, issue 2, pp. 643-648, 1998.
- [5] B. Ramanathan and S. Varadan, "Analysis of transmission investments using real options", *Power Systems Conference and Exposition, 2006. IEEE PES, 2006*, pp. 266-273.
- [6] Administración Nacional de Electricidad, Paraguay, "Plan Maestro de Generación y Transmisión 2014-2023". Enero 2014.
- [7] G. Blanco, D. Waniek, F. Olsina, F. Garcés and C. Rehtanz. "Flexible investment decisions in the European interconnected transmission system". *Journal Elsevier Power Systems Research*, 2010.
- [8] Administración Nacional de Electricidad, Paraguay, "Mercado Eléctrico Nacional" 2013-2023".
- [9] Estudios Energéticos Consultores. "Estudio de tarifas, resumen ejecutivo 2014-2015".
- [10] G. Fisherman, *Monte Carlo: Concept, Algorithms and Applications*, vol. I. New York: Springer 1996, pp. 21-120.
- [11] 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.



Conseil International des Grands Réseaux Electriques  
Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas  
Comité Nacional Paraguayo

## XVII ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DEL CIGRE



Paraguay - Ciudad del Este  
21 al 25 de mayo del 2017

# El Comité Nacional Paraguayo del CIGRE, certifica que :

FREDY FERNANDO FERREIRA ACOSTA

Ha participado del Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE – XVII  
ERIAAC, en carácter de:

AUTOR Y EXPOSITOR

Ing. Hugo O. Zarate

PRESIDENTE ORGANIZACIÓN XVII ERIAC

Ing. Helio Pereira

PRESIDENTE CIGRE PARAGUAY

PATROCINADORES:



Categoría	Grupo de Estudio	Título del Trabajo
-----------	------------------	--------------------

AUTOR Y  
EXPOSITOR

C1

ANÁLISIS DE RIESGO DE INVERSIONES EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO PARAGUAYO BAJO INCERTIDUMBRE



Conseil Internationale des Grands Réseaux Electriques  
Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas  
Comité Nacional Paraguayo