



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

---

## MANEJO DE RIESGO EN INVERSIONES FLEXIBLES EN EL ST BAJO INCERTIDUMBRES ALEATORIAS Y NO ALEATORIAS

**Sonia López Moscarda.**

**Alexander Aguilera**

**Gerardo Blanco**

**Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos**

**Facultad Politécnica - UNA**

**Paraguay.-**

### **Resumen:**

Las redes de transmisión de energía eléctrica en general no están adaptadas a los nuevos paradigmas de los mercados emergentes y; consecuentemente, las líneas de transmisión operan bajo importantes niveles de congestión. Estos problemas se incrementan en sistemas con elevada tasa de crecimiento, donde consecuentemente importantes refuerzos en la red de transmisión son necesarios. Por otro lado, la factibilidad técnico-financiera de las alternativas de expansión se ven significativamente afectadas por las elevadas incertidumbres que están presentes en este tipo de economías emergentes. En consecuencia, este artículo propone un enfoque de la expansión del Sistema de Transmisión (ST) enfocada al análisis y manejo de los riesgos que afectan la evaluación de las inversiones en la red de transporte. Así, a partir de simulaciones de Monte Carlo, es realizada la evaluación de la inversión en el ST bajo incertidumbres aleatorias, en términos del beneficio social del sistema eléctrico y son formuladas estrategias de manejo del riesgo basadas en conceptos de la teoría de opciones reales. Finalmente, las incertidumbres no aleatorias son analizadas a través de criterios basados en juegos contra la naturaleza, de manera a evaluar la robustez a escenarios inciertos de las alternativas propuestas. El enfoque es aplicado de manera ilustrativa a la evaluación de inversiones en el ST del Paraguay.

### **PALABRAS CLAVES**

Evaluación de Inversiones, Flexibilidad, Incertidumbres, Juegos contra la Naturaleza, Opciones Reales, Optimización, Red de transmisión, Simulación de Monte Carlo.



X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

---

## 1. INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica es un sector transversal a los otros segmentos de la economía y por ello es concebido como el motor del desarrollo económico. El aumento del consumo de energía eléctrica podría beneficiar al crecimiento y desarrollo económico de un país; sin embargo, este crecimiento debe ser acompañado con una expansión sostenida de la capacidad del sistema de transmisión y generación, que, como acontece en muchos países latinoamericanos, normalmente se constituye en el principal obstáculo para un crecimiento sustentable del sector eléctrico.

En particular, las inversiones en la expansión de la red de transmisión exhiben características intrínsecas 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 [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 del riesgo.

Como es presentado en [2], las incertidumbres en la evolución de las variables del sistema aparecen inevitablemente debido a errores cometidos durante el proceso de pronósticos de dichos parámetros. 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 incertidumbres pueden ser representadas adecuadamente a través de procesos estocásticos.

Por otro lado, cuando es imposible estimar con un adecuado nivel de confianza tales errores de pronósticos, entonces la incertidumbre tiene naturaleza no aleatoria. Bajo esta categoría se podría encuadrar incertidumbre asociadas a definiciones regulatorias, retrasos en la entrada en servicio de obras de expansión, etc. [2].

En dicho contexto, el problema de la evaluación de la inversión en el sistema de transmisión, considerando dichas características, podría ser abordado como un problema de manejo de riesgo [3]. No obstante, la aplicación práctica de tales propuestas es muy limitada, especialmente en Latinoamérica, siendo normalmente pasados por alto en la evaluación aspectos cruciales como: la alta volatilidad de los crecimientos de la demanda, la disponibilidad de nuevas fuentes económicas de generación y la capacidad de los planificadores de adaptar sus decisiones en función de la evolución de las variables inciertas.

En cualquier caso, la teoría y las herramientas para la evaluación de las inversiones en el ST siguen siendo inferiores a las necesidades prácticas de los mercados eléctricos emergentes. Esto es particularmente cierto en aspectos tales como la consideración de la flexibilidad y robustez [4].

Este problema es acentuado en sistemas con elevadas tasas de crecimiento de la demanda, característica típica de los sistemas eléctricos latinoamericanos, donde inversiones oportunas son cruciales para convergir a un sistema eléctrico eficiente. En consecuencia, son de importancia significativa enfoques matemáticos que permitan evaluar y cuantificar las incertidumbres que exhiben las variables relevantes en los sistemas eléctricos en economías emergentes y analizar las alternativas de cobertura de riesgo (robustez y flexibilidad) que ofrecen las distintas estrategias de expansión del sistema.

Recientemente, en [5] se ha analizado como el método clásico del Valor Presente Neto (VPN) puede llevar a conclusiones erróneas en la evaluación de inversiones irreversibles que presentan opciones de flexibilidad. En dicho contexto, la teoría de las Opciones Reales ha sido presentada como una moderna técnica de evaluación para la valoración de proyectos flexibles bajo incertidumbres aleatorias, la cual aplica métodos derivados de las teorías de opciones financieras para la valuación de inversiones de capital. Adicionalmente, metodologías basadas en teoría de juegos contra la naturaleza han sido satisfactoriamente aplicadas para el caso de incertidumbres no aleatorias en la identificación de alternativas robustas de expansión del ST.

En dicho sentido, este artículo propone por primera vez la aplicación del enfoque basado en opciones reales y teoría de juegos contra la naturaleza para la evaluación técnico-económica de inversiones en



X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

---

sistemas de transmisión en países de economías emergentes como es el caso de la mayoría de los países latinoamericanos. El enfoque propuesto es ilustrado en el análisis de inversiones en la red de 500 kV del sistema eléctrico paraguayo, buscando constituirse en una herramienta para identificar alternativas de inversión que guíen la toma de decisiones eficientes de expansión de la red de transmisión.

## 2. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN BAJO INCERTIDUMBRE: FLEXIBILIDAD Y ROBUSTEZ

Últimamente, la planificación del ST tiende a incrementar su complejidad debido en particularmente al contexto de naturaleza altamente incierta donde se desarrolla [6].

Estas incertidumbres pueden ser categorizadas en dos grupos: incertidumbres aleatorias e incertidumbres no aleatorias. Incertidumbres aleatorias son desviaciones de parámetros pronosticados que son repetibles y poseen una función de distribución de probabilidades conocida. Así, sus valores estadísticos pueden ser estimados a partir de observaciones pasadas. La incertidumbre en la evolución de la demanda pertenece a esta categoría. Incertidumbres no aleatorias son parámetros los cuales no son repetitivos y consecuentemente no es factible derivar sus valores estadísticos basados en observaciones pasadas. La entrada en servicios de obras de expansión y/o nuevos pliegos tarifarios son ejemplos de incertidumbres no aleatorias [7].

Adicionalmente, la naturaleza de las inversiones en la expansión de la red de transmisión exhibe características intrínsecas particulares: Economías de escala, capital intensivo, costos hundidos, opción de diferimiento [1]. Así, una metodología de evaluación de inversiones adecuada debe ser capaz de valorar de manera cuantitativa cuatro características fundamentales: irreversibilidad, elevada exposición a las incertidumbres, robustez y flexibilidad.

En dicho sentido, en palabras de Hobbs, *et al.* [8], un plan flexible es “una estrategia que permita a la empresa de servicios adaptar rápida y económicamente la configuración u operación del sistema en respuesta a las variaciones en las condiciones de los escenarios” [9].

Oportunidades de inversión en el mundo real a menudo poseen múltiples opciones de flexibilidad embebidas, tales como: la opción de diferir ciertas inversiones, la opción de expandir en una etapa posterior, la opción de abandonar la inversión en el futuro. Cada una de esas opciones posee valor y no es posible incorporarlo a través del enfoque tradicional del VPN. En el caso de inversiones significantes, como es el caso de inversiones en el ST, el valor de estas opciones es muy relevante [10].

Por lo tanto, la inclusión de estas opciones en la valoración de la inversión es importante, ya que las decisiones óptimas podrían cambiar. La teoría de Opciones Reales (OR) es una técnica que permite incluir la flexibilidad como una herramienta de gestión, esencialmente, una hoja de ruta estratégica, y se basa en la aplicación de la teoría de valoración de opciones a inversiones de capital, con la incertidumbre y la flexibilidad incorporada en ellos [10].

Por otro lado, la robustez es la cualidad de ser capaz de soportar las incertidumbres, sin cambios. La toma de decisiones robusta extiende la teoría general de decisiones, donde: el control de lo que la incertidumbre se basa en encontrar la solución lo más insensible a los cambios como sea posible [11].

El manejo de incertidumbre no aleatoria adoptada en este trabajo es realizado por medio de un modelo inspirado en la teoría de juegos, el cual está muy difundido en las ciencias de toma de decisión bajo incertidumbre. En juegos contra la naturaleza, el tomador de decisión y la naturaleza pueden ser vistos como dos jugadores, y, solo uno posee un interés de ganancia económica en el juego. En otras palabras, en este tipo de juego, la naturaleza asume el rol de un jugador pasivo donde las alternativas y estados de la naturaleza (estados de la variable incierta no aleatoria) pueden ser vistos como sus estrategias en el juego [12].

De esta forma, este artículo es una extensión de [14] y presenta una metodología para contemplar de manera sistemática el impacto de las incertidumbres aleatorias y no aleatorias, cuantificando la flexibilidad y la robustez por medio un enfoque basado en opciones reales y teoría de juegos contra la naturaleza. Así, primeramente es incorporado el valor de flexibilidad al desempeño de una alternativa de



**X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ**  
**19, 20 y 21 de Setiembre de 2012**

---

expansión y posteriormente es valorada la robustez del mismo, cuantificando integralmente de esta manera su desempeño ante las incertidumbres aleatorias y no aleatorias del ST.

### 3. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE INVERSIONES EN EL ST BAJO INCERTIDUMBRE CONSIDERANDO FLEXIBILIDAD Y ROBUSTEZ

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.). En caso contrario, la herramienta más apropiada para la evaluación de las inversiones sería la evaluación de opciones reales.

La metodología de las opciones reales no se limita a determinar el momento óptimo de invertir, también permite cuantificar la flexibilidad de adaptar la inversión a sucesos inesperados, como la evolución de las variables inciertas a escenarios poco probables y desfavorables.

Asimismo, la evaluación de robustez requiere adicionalmente de criterios de decisión, los cuales son aplicaciones que conecta a cada estrategia con un valor cuantitativo que expresa las preferencias del decisor por los resultados asociados a cada alternativa de decisión. Dentro de un proceso de toma de decisiones bajo incertidumbre no aleatoria, el tomador de decisiones sabe cuáles son los posibles estados de la naturaleza, pero no tiene ninguna información sobre cuál de ellos iba a ocurrir. Bajo estas circunstancias, el tomador de decisión no sólo es incapaz de predecir el estado real que se presenta, tampoco es posible cuantificar en modo alguno esta incertidumbre externa. En particular, esta situación excluye el conocimiento de información probabilística sobre las posibilidades de ocurrencia de cada estado [12].

Los criterios de Laplace, Wald, Maximax, Savage y Hurwicz son los enfoques tradicionales para analizar este tipo de toma de decisiones bajo incertidumbre no aleatoria y los problemas de falta de información. Estos criterios de decisión ayudan a lidiar con las incertidumbres representadas por los escenarios [12].

En dicho contexto, el presente artículo propone una metodología basada en [14] y [12] que valora cada alternativa de inversión en términos de incremento (o disminución) del beneficio social resultante de la ejecución de la inversión. Así, son determinados los costos de producción de energía eléctrica para cada hora del horizonte de inversión, a través de un flujo de potencia óptimo, para los escenarios base y post-inversión. La diferencia entre dichos costos define el beneficio social incremental (BSI).

En este contexto, el trabajo contempla un enfoque para la evaluación de alternativas de inversión de transmisión en condiciones de incertidumbre, donde la evolución las variables inciertas aleatorias se modelan a través de procesos estocásticos adecuados y son diseñados de escenarios factibles para las incertidumbres no aleatorias. En este trabajo, los modelos estocásticos son los mismos que han sido presentados en [14]. Donde, la dinámica estocástica del crecimiento de la demanda eléctrica en cada área geográfica se modela a través de un proceso de movimiento browniano.

Como se ha señalado antes, la valoración de la flexibilidad para hacer frente a estas incertidumbres mediante el ejercicio de las opciones reales disponibles es una cuestión clave. Las opciones reales basan su valor en el hecho de que se establecen un piso a las pérdidas posibles del proyecto [13]. Por lo tanto, los métodos tradicionales de valoración de la inversión son por lo general enfoques inadecuados para evaluar las inversiones en transporte de potencia.

En este trabajo, primeramente, se realiza un flujo de fondo descontada estocástico (FFDE) con el fin de encontrar el valor esperado y la volatilidad del activo subyacente (BSI). Posteriormente, el enfoque de Programación Dinámica basada en el Valor Esperado (DPE), presentado en [14], se utiliza con el fin de agregar el valor de la flexibilidad para el valor de la cartera de inversiones de transmisión. Finalmente, estos resultados son analizados según los criterios de decisión bajo incertidumbre no aleatoria, presentados en [12], los cuáles son aplicados para clasificar las posibles estrategias de inversión flexible en función de su robustez.

### 3.1 Flujo de Fondo Descontado Estocástico (FFDE)

Como ha sido expuesto en [14], el Ahorro en 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 estocástico del proyecto se define por un conjunto de flujos de fondo efectuados y los desembolsos de capital para el proyecto de expansión. El flujo de fondo 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 calculados en el módulo anterior. Así, en primer lugar, los flujos de fondo del BSI que se originó por la ejecución del proyecto de expansión son descontados por el WACC (Costo Promedio Ponderado del Capital), de acuerdo con la siguiente expresión:

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

$$VPN(BSI)_{s,\omega,t_n} = \sum_{t=t_n}^T \left( \frac{ACG_{t,\omega}^s - I_{s,t} - CO_{s,t}}{(1+WACC)^t} \right) \quad (2)$$

$$\mathbb{E}[VPN(BSI)_{s,\omega,t_n}] = \sum_{\omega=1}^{\Omega} \frac{1}{\Omega} \left( VPN(BSI)_{s,\omega,t_n} \right) \quad (3)$$

donde  $ACG_{t,\omega}^s$  y  $I_{s,t}$  son los ahorros de costos de generación y los costos de inversión respectivamente, ec. (1) y (2) 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, ec. (3) define el val  $I_{s,t}$  or esperado del VPN para  $\Omega$  realizaciones de Monte Carlo. En cada caso, los sub-índices correspondientes al  $t$ -ésimo año,  $\omega$ -ésima realización de la simulación 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 [14], el punto de partida del análisis es la evaluación de inversiones en la red de transmisión con la opción de diferir. 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 hacia procede de manera recursiva hacia atrás hasta alcanzar el primer año. Durante el último año, el problema se modela como:

$$\begin{aligned} &\text{Ejecutar, si } V(T) = \mathbb{E}[VP(BSI)] > I(T); \\ &\text{No ejecutar, si } V(T) = \mathbb{E}[VP(BSI)] \leq I(T) \end{aligned} \quad (4)$$

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

$$V^*(T) = \max\left[\left(\mathbb{E}[VP(BSI)] - I(T)\right); 0\right] \quad (5)$$

En todo el año  $0 < t < T$ , 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:

$$V^{ex}(t) = \mathbb{E}[\text{VP}(\text{BSI})] - I(t) \quad (6)$$

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:

$$V^{cont}(t) = \frac{V^*(t-1)}{(1+r)} \quad (7)$$

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 ejercicio (o inversión) óptimo se deriva del problema de optimización:

$$V^*(t) = \max \left\{ \begin{array}{l} \text{Valor intrínseco} \\ \mathbb{E}[\text{VP}(\text{BSI})] - I(t) \end{array} ; \begin{array}{l} \text{Valor de} \\ \text{Continuación} \\ \frac{V^*(t+1)}{(1+r)} \end{array} \right\} \quad (8)$$

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"*.

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 *timing* óptimo de inversión y el valor de dicha ejecución óptima,  $V^*(0)$ .

### 3.3 Criterios de decisión robusta basados en Teoría de Juegos contra la naturaleza

Basándose en simulaciones computacionales de la operación del sistema de energía para cada uno de los estados de las variables inciertas no aleatorias definidas se valoran las alternativas de inversión incluyendo el valor de la flexibilidad, según se describió en el último apartado. Posteriormente, los criterios de decisión robusta (Wald, Maximax, Hurwicz, Savage y Laplace) se utilizan para la determinación de una política de decisión bajo las incertidumbres no aleatorias. A continuación se describen las diferentes reglas de decisión en ambiente de incertidumbre:

**Criterio de Wald:** El peor resultado para cierta estrategia  $s_j$  de inversión está definido por la siguiente expresión:

$$w_j = \min_{i \in [1, n]} V_{ij}^* \quad (9)$$

donde  $V_{ij}^*$  es el resultado de la inversión óptima de la  $j$ -ésima estrategia bajo el  $i$ -ésimo estado de la naturaleza, mientras que  $w_j$  representa el nivel de seguridad de dicha estrategia, i.e. el mínimo valor que una estrategia de inversión recibiría si la alternativa  $s_j$  es elegida. El criterio de Wald [15] sugiere que el tomador de decisión debería seleccionar la estrategia de inversión que provea mayor nivel de seguridad.

$$w^* = \max_{j \in [1, m]} w_j = \max_{j \in [1, m]} \min_{i \in [1, n]} V_{ij}^* \quad (10)$$

**Criterio de Maximax:** El criterio Maximax [16] establece que para una cierta estrategia  $s_j$ , el mejor

**X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ**  
**19, 20 y 21 de Setiembre de 2012**

---

resultado es definido según la siguiente ecuación:

$$o_j = \max_{i \in [1, n]} V_{ij}^* \quad (11)$$

donde  $o_j$  es conocido como el nivel de optimista de la  $j$ -ésima estrategia, i.e. el máximo resultado que podría suceder bajo dicha estrategia.

El criterio maximax establece que debería seleccionarse la estrategia que posea el mayor nivel de optimismo. La política de decisión bajo este enfoque es formulada según la siguiente expresión:

$$o^* = \max_{j \in [1, m]} o_j = \max_{j \in [1, m]} \max_{i \in [1, n]} V_{ij}^* \quad (12)$$

**Criterio de Hurwicz:** Este criterio es un intermedio entre los criterios de Wald y maximax [17], y sugiere que el tomador de decisión debería seleccionar la estrategia de inversión según una ponderación de los niveles de seguridad y optimismo:

$$h_j = \alpha \cdot w_j + (1 - \alpha) \cdot o_j \quad (13)$$

donde  $h_j$  es el indicador de Hurwicz para la  $j$ -ésima estrategia para un nivel de pesimismo  $\alpha$ . Así, la regla de decisión según este criterio es:

$$h_k^* = \max_{j \in [1, m]} \left[ \alpha \cdot \left( \min_{i \in [1, n]} V_{ij}^* \right) + (1 - \alpha) \cdot \left( \max_{i \in [1, n]} V_{ij}^* \right) \right] \quad (14)$$

**Criterio de Savage:** Este criterio se basa en la comparación de un determinado resultado  $V_{ij}^*$  bajo el  $i$ -ésimo estado de la naturaleza con los otros resultados de las otras estrategias bajo el mismo estado de la naturaleza. Para este propósito, el enfoque de Savage define una pérdida de oportunidad relativa o arrepentimiento, vinculado a un resultado  $V_{ij}^*$ , como la diferencia entre un cierto resultado bajo un estado de la naturaleza específico y el mejor resultado entre todas las estrategias bajo el mismo estado.

$$r_{ij} = \left( \max_{q \in [1, m]} V_{iq}^* \right) - V_{ij}^* \quad (15)$$

Savage [18] propone seleccionar la alternativa que proporcione la menor de las mayores pérdidas relativas, es decir, si se define  $r_{ij}$  como la mayor pérdida que puede obtenerse al seleccionar la  $j$ -ésima alternativa de inversión.

$$p_k^* = \min_{j \in [1, m]} \max_{i \in [1, n]} \left[ \left( \max_{q \in [1, m]} V_{iq}^* \right) - V_{ij}^* \right] \quad (16)$$

**Criterio de Laplace:** A priori no existe ninguna razón para suponer que un estado se puede presentar con mayor probabilidad que los demás, podemos así considerar que todos los estados tienen la misma probabilidad de ocurrencia. Entonces, para un problema de decisión con  $n$  posibles estados de la naturaleza, asignaríamos probabilidad  $1/n$  a cada uno de ellos. En consecuencia, el valor esperado del resultado de una estrategia dada es:

$$\mathbb{E}[L_j] = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n} \cdot V_{ij}^* \quad (17)$$

Finalmente, la política de decisión según este enfoque es simplemente ejecutar la estrategia con mayor valor esperado.

$$E[L_j] = \max_{j \in [1, m]} \left( \sum_{i=1}^n \frac{1}{n} \cdot V_{ij}^* \right) \quad (18)$$

#### 4. CASO DE ESTUDIO

Este caso de estudio pretende ilustrar la metodología propuesta, enfocándose particularmente en las inversiones en la red 500 kV del sistema eléctrico de transmisión paraguayo. El análisis es realizado a través de un modelo matemático propuesto, considerando el comportamiento estocástico del crecimiento de la demanda eléctrica durante el horizonte de inversión. Adicionalmente, dado que en la actualidad se haya en discusión a nivel político el estado financiero de la central hidroeléctrica binacional (CH) Yacyreta (YAC), respecto a su endeudamiento, y a que los acuerdos a este respecto podrían variar significativamente la estructura de costos de esta CH, se plantean escenarios tarifarios de la misma como estados de incertidumbre no aleatoria. En dicho contexto, es contemplado un escenario que representa el estado actual de la CH y otro que caracteriza una posible reducción tarifaria en función a una eventual condonación de las deudas de la CH.

Para este sistema dos alternativas de inversión de nuevas líneas de transmisión (LT) de 500 kV son evaluadas; la alternativa 1: un nueva LT 500 kV entre la estación de Villa Hayes (VHA) y Ayolas (AYO), y, la alternativa 2: una segunda LT 500 kV entre Margen Derecha (MD) y Villa Hayes (VHA), idénticos a la LT de 500 kV existente en el modelo base entre MD y VHA.

La evolución de la demanda en el sistema eléctrico es modelada en función de la tasa de crecimiento estocástica, donde la componente tendencial es igual al crecimiento anual histórico promedio de la demanda eléctrica en el Paraguay y una varianza es obtenida a partir de datos históricos de la evolución de la demanda. El criterio 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 [19]. Son necesarias 1000 realizaciones para satisfacer el criterio.

En situaciones de déficit de energía, el precio del déficit es fijado en el valor de VOLL (*Value of Lost Load*), en el presente caso es igual a 500 \$/MWh. Es considerada una tasa de inflación anual del 4%, tasa de descuento del 10% en un horizonte de 10 años. Se pretende evaluar el *timing* óptimo de ambas inversiones en base al beneficio social incremental.

Con el fin de determinar el costo de operación para el periodo de pico de carga en el horizonte de inversión se realizan simulaciones de flujo de potencia óptimo (DC- OPF), en un modelo equivalente del ST paraguayo, para los escenarios pre y post inversión, considerando criterios de confiabilidad N-1. El DC-OPF se calcula utilizando el software Matpower 4.0, el cual es un paquete de simulación de sistemas de potencia en ambiente MATLAB [20]. La diferencia de costos entre ambos escenarios define el activo subyacente que se evalúa a continuación.

##### 4.1 Evaluación de opciones reales

Seguidamente, es realizada la evaluación basada en el enfoque de opciones reales expuesto anteriormente, valorando la opción de diferimiento de la inversión. Son analizadas ambas alternativas como mutuamente excluyentes.

La Tabla I expone el valor de la opción de la ejecución de cada alternativa de inversión para cada año de la vigencia de la opción de inversión para el estado tarifario actual de la CH Yacyreta (YAC).

**Tabla I**

**[NPV (BSI)] de las alternativas 1 & 2 mutuamente excluyentes con precio de yac=42\$/MWh**

Alt.	VPN [M\$]								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Alt. 1	1619	1628	1640	1646	1650	1645	1621	1605	1493
Alt. 2	667	681	702	757	770	774	760	746	696



X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

Se observa en la Tabla I que, considerando ambas alternativas mutuamente excluyentes, aunque ambas alternativas cuentan con un VPN positivo (la decisión según los criterios tradicionales sería invertir en el año 2013), la decisión óptima es diferir la alternativa 1 hasta el año 2017.

#### 4.2 Criterio de Decisión Robusta

Los estados de la naturaleza contemplados son el costo de generación de la CH Yacyreta en,  $YAC=20\$/Mwh$  y  $YAC=42\$/Mwh$ , para el criterio de Hurwicz adoptamos el valor de  $\alpha = 0,5$  un valor medio entre los niveles de optimismo y pesimismo, y para Laplace cada estado de la naturaleza tendría probabilidad ocurrencia 0,5. En la Tabla II, son expuestos los resultados de la aplicación de los criterios de decisión, para los valores óptimos expuestos estimados mediante la evaluación de opciones reales.

**Tabla II**  
**Criterios de Decisión Robusta**

Alternativas	CRITERIOS				
	Wald	Maximax	Hurwicz	Savage	Laplace
Alt. 1	1627,93	1650,28	1639,11	0,00	1639,11
Alt. 2	774,19	774,19	774,19	876,09	774,19

Puede finalmente concluirse que la alternativa óptima según los criterios de Wald, Maximax, Hurwicz, Savage y Laplace es la alternativa 1, pues proporciona el mayor de los niveles de seguridad, optimismo, la mayor de las medias ponderadas para el valor de  $\alpha$  seleccionado, el valor nivel de arrepentimiento y el resultado esperado máximo.

#### 5. CONCLUSIONES

Se analizaron incertidumbres aleatorias (crecimiento de la demanda) e incertidumbres no aleatorias (ajustes tarifarios) en el desempeño y el perfil de riesgo del plan de expansión propuesto por la ANDE en relación a la líneas de 500 kV, se determinó que estos aspectos deben ser cuidadosamente tomados en cuenta en la evaluación de inversiones en la red de transporte, para evitar tomas de decisiones sub-óptimas.

Según los análisis de opciones reales y teoría de juegos contra la naturaleza basados en la mejora del beneficio social y perfiles de riesgo contempladas anteriormente se identificó que la LT's VHA-AYO es la alternativa óptima.

Se demostró el valor de la flexibilidad con la opción de diferimiento para la toma de decisiones óptimas.

#### 6. REFERENCIAS

- [1] P. Vasquez y F. Olsina, "Power Tech, 2007 IEEE Lausanne," presented at the *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pp. 695-700, 2007.
- [2] 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.
- [3] S. Blumsack, "Network Topologies and Transmission Investment under Electric-Industry Restructuring," PhD Thesis, Carnegie Mellon University, 2006.
- [4] Latorre, R. Cruz, J. Areiza, and A. Villegas, "Classification of publications and models on transmission expansion planning," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, 2003, pp. 938-946.



X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

---

- [5] G. Blanco, F. Olsina, F. Garces, y C. Rehtanz, “Real Option Valuation of FACTS Investments Based on the Least Square Monte Carlo Method”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, n°. 3, pp. 1389–1398, ago. 2011.
- [6] S. Vassena, P. Mack, P. Rouseaux, C. Druet, y L. Wehenkel, “A probabilistic approach to power system network planning under uncertainties”, en *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, 2003, vol. 2, pp. 6.
- [7] M. O. Buygi, M. Shahidehpour, H. M. Shanechi, y G. Balzer, “Market based transmission planning under uncertainties”, en *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2004 International Conference on*, 2004, pp. 563–568.
- [8] B. F. Hobbs, J. C. Honious, y J. Bluestein, “Estimating the flexibility of utility resource plans: an application to natural gas cofiring for SO<sub>2</sub> control”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, n°. 1, pp. 167–173, feb. 1994.
- [9] M. Lu, Z. Y. Dong, y T. K. Saha, “Transmission expansion planning flexibility”, en *Power Engineering Conference*, en 2005. *The 7th International IPEC 2005*, 2005, pp. 893–898 Vol. 2.
- [10] B. Ramanathan y S. Varadan, “Analysis of Transmission Investments using Real Options”, en *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES*, 2006, pp. 266–273.
- [11] D. Ullman. *Making Robust Decisions: Decision Management for Technical, Business, & Service Teams*. Trafford Publishing. 2006.
- [12] G. Blanco, M. García y F. Fernández. “Valuing Interconnection Investments of Electro-intensive Industries under External Uncertainties and strategic behavior”, en *XII Symposium of Specialist in Electric Operational and Expansion Planning*, pp. 1-10, 2012.
- [13] A. Dixit y R. Pindyck, *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, pp. 93-125, 1994
- [14] 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.
- [15] A. Wald, *Statistical decision function*, Wiley Ed., New York, 1950.
- [16] J. Milnor, *Games Against Nature*. In Thrall, R. M.; Coombs, C.; and Davis, R., eds., *Decision Processes*. John Wiley & Sons. 1954
- [17] L. Hurwicz, “A class of criteria for decision-making under ignorance”, Cowles Commission, 1951.
- [18] L. Savage, “The theory of statistical decision”, *Journal of the American Statistical Association*, vol. 46. pp. 55-67, 1951.
- [19] G. Fisherman, *Monte Carlo: Concept, Algorithms and Applications*, vol. I. New York: Springer 1996, pp. 21-120.
- [20] 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.