



Análisis de alternativas de inversión para el sistema de transmisión - Ande

Emilio Giménez, Sonia López, Gabriel Baum

U.N.A.-Facultad de Ingeniería, UNA-Facultad Politécnica

Paraguay

Resumen

Para países en que los principales centros de consumo se encuentren muy alejados de las fuentes de generación como es el caso de Paraguay, la adecuada planificación de la expansión del sector de transmisión tiene un papel sumamente importante al ser este el cual mayormente determina la economía y confiabilidad del sistema eléctrico. La evaluación correcta de estrategias de inversión requiere herramientas que puedan valorar la flexibilidad de dichas estrategias de inversión considerando un manejo adecuado de las incertidumbres inherentes a la que están expuestas. Es por esto que este trabajo desarrolla una metodología para la evaluación de estrategias de inversión para un sistema de transmisión mediante la aplicación de búsqueda combinatoria de estrategias, el cual es una metodología desfasa las inversiones y considera incertidumbre en la evolución de los escenarios. El artículo aplica dicha metodología a un caso de estudio real, en donde se revela que el diferimiento o adelantamiento en combinación de algunas obras de expansión mejora el desempeño de las estrategias de inversión considerando incertidumbre, así mismo, reduce el nivel de riesgo en el plan de obras. .

Palabras clave: Incertidumbre, Inversión en transmisión, Simulación de Montecarlo,

1. Introducción

El Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP) tiene la particular característica de acceder a una capacidad de generación suficiente para satisfacer la demanda actual de energía eléctrica con un margen de holgura considerable, incluso abastecería durante varios años más, sin embargo, actualmente, el SINP no cuenta con suficiente capacidad para transportar toda esa energía a los principales centros de consumo. Esta falencia puede ser subsanada a través de inversiones oportunas en el sistema de transmisión. Las inversiones en sistemas de transmisión requeridas para acompañar el crecimiento de la demanda presentan características generales tales como: uso de capital intensivo, economía de escala, elevado grado de irreversibilidad, posibilidad de diferir la inversión, elevada exposición a las incertidumbres, entre otras; estas características deben ser tomadas en cuenta por los planificadores al momento de decidir invertir, siendo igual de importante disponer de herramientas que valoren la flexibilidad presente en las estrategias de expansión de los sistemas de transmisión, con el fin de hacer frente a las incertidumbres que podrían desembocar en situaciones favorables o desfavorables para las alternativas de inversión.

Considerando lo anterior, este trabajo desarrolla una metodología para la evaluación de decisiones de inversión para estrategias de expansión del sistema de transmisión paraguayo mediante la aplicación de búsqueda combinatoria de estrategias. El artículo propone un caso de estudio real, donde se verifica el Plan Maestro (PM) de la Ande de expansión del sistema de transmisión para el periodo 2016-2025. Hallando conclusiones como que al variar el tiempo de ejecución de algunas obras propuestas se puede mejorar el desempeño del PM considerando criterios como el beneficio económico (ahorros de costos de operación), la distribución de los valores esperados de dichos ahorros y el perfil de riesgo de las distintas estrategias presentadas.

2. Modelo

2.1. Modelo de Red

El modelo del SINP fue proveído por la Dirección de Planificación de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) en el formato utilizado por el *software* ANAREDE (utilizado por la ANDE para la simulación de flujos de potencia eléctrica), el cual considera las modificaciones previstas en el PM 2016-2015 [1] para condiciones de régimen permanente (todos los elementos conectados) y carga de punta simultánea. El mismo fue traducido al formato del *software* MATPOWER [2], considerando todas las barras y líneas del sistema en los niveles de tensión desde 500 kV hasta 23 kV con las siguientes simplificaciones:

- No se toma en cuenta las cargas correspondientes a Brasil y Argentina,
- Se toma en cuenta la capacidad de generación de las Centrales Hidroeléctricas Itaipu y Yacyreta en 50% de sus valores nominales, respectivamente.

Para la validación del modelo traducido se efectuó la comparación de los resultados del flujo de potencia en AC de la herramienta Matpower con los resultados del flujo de potencia en AC del software Anarede también proveídos por la ANDE. El mismo arroja un error de 1% aproximadamente, incluso en los valores de magnitud y ángulo de las barras del sistema.

2.2. Modelo de la demanda

Para modelar el crecimiento de la demanda se utilizó un modelo de estocástico, considerando el Movimiento Geométrico Browniano tendencial desarrollado en la ecuación 1:

$$dS_t = \mu S_t dt + \sigma S_t dW_t \quad (1)$$

La solución analítica de la ecuación 1 (Ecuación diferencial estocástica) se desarrolló en la ecuación 2, formulada como:

$$S_t = S_0 e^{\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)t + \sigma W_t} \quad (2)$$

Donde μ y σ son constantes que representan la media y la volatilidad (desviación) del crecimiento, respectivamente, W_t es el Proceso de Wiener, el cual representa un sorteo aleatorio dentro de una distribución normal con valor medio 0 y varianza igual a 1, y S_0 representa el valor inicial que se

desea proyectar en el tiempo, en este caso la demanda. El componente determinístico μ es el mismo que el elegido en el PM 2016-2025 para el escenario de crecimiento económico alto I.

Tabla I. Parámetros Estocásticos

μ [%]	σ [%]
8,9	2

Se consideraron dos periodos de duración de demanda (punta y base), de cuatro y veinte horas, respectivamente. El valor de la demanda base se considera igual al setenta y cinco por ciento de la punta. La Fig. 1 muestra un ejemplo de la evolución estocástica de la demanda para 100 iteraciones en la barra 201. Las demás barras crecen de forma análoga.

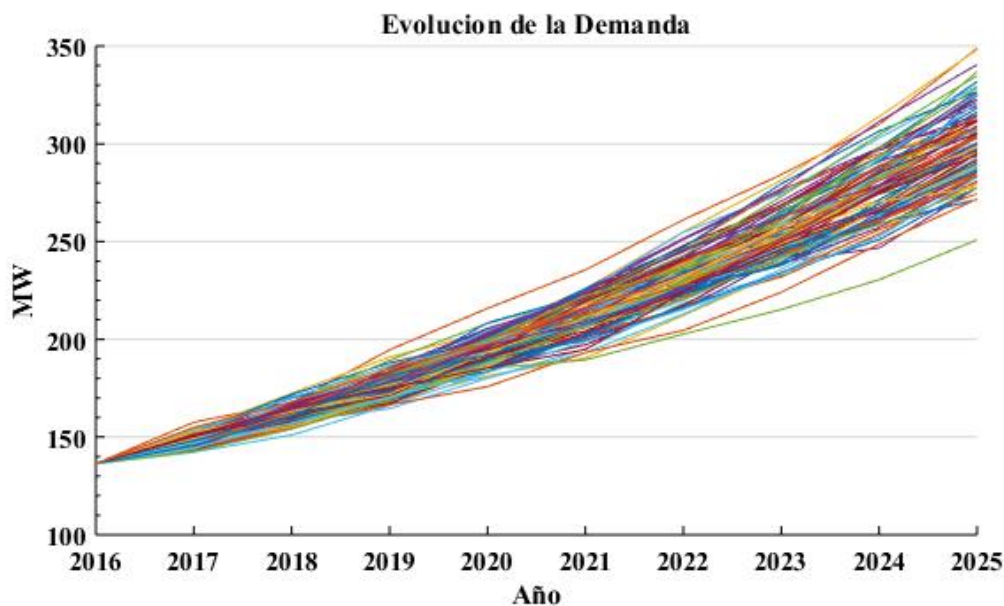


Fig. 1. Crecimiento de la demanda en la barra “201 SLO AB”

3. Hipótesis del sistema

3.1. Función Objetivo (FO), restricciones (Balance y potencia máxima)

Para la FO se consideró la minimización de la función de costos del sistema, considerando las limitaciones de la red. En caso de darse una congestión en las líneas o transformadores, se corta demanda, reflejando así la Energía No Suministrada.

3.2. Modelo de la demanda en el método de solución

Para la representación de la demanda desconectada del sistema, se modeló como un generador ficticio que produce potencia negativa al costo marginal de la Energía No Suministrada (ENS). Si bien se modifica el valor de la función objetivo por los altos costos de la ENS, las variables de decisión (despachos de generadores reales) representan el mismo funcionamiento real del sistema

como en la función objetivo anterior, ya que los límites de los generadores ficticios están acotados al valor que representa cada demanda.

3.3. Flujo de Potencia Óptima DC

Para el análisis del desempeño técnico de las obras del PM, se recurrió al método de flujo de potencia óptimo DC (Método iterativo de Newton-Raphson que considera únicamente el flujo de potencia activa), ya que el principal interés a largo plazo es el comportamiento de la carga activa del sistema y no así de la carga reactiva ni los perfiles de tensión.

4. Análisis Económico

Para el módulo económico se implementó el método del Ahorro de Costos de Operación (ACO) considerando simulaciones de Monte Carlo. Básicamente, el ACO mide la diferencia económica neta entre dos casos hipotéticos: 1) Los costos (de operación) obtenidos sin haber realizado las obras y 2) Los costos (de operación e inversión) obtenidos debido a la inversión del plan. Cabe destacar que los costos de operación son considerados como la sumatoria de las pérdidas por efecto Joule multiplicada por el precio de la energía de las centrales hidroeléctricas y los costos de ENS, son el producto de la sumatoria de los cortes de cargas en cada barra multiplicada por el costo marginal de la ENS. De esta manera, se forma un flujo de fondos que debe ser descontado al valor presente, considerando el Costo Promedio Ponderado del Capital (*Weighted Average Capital Cost*, WACC). Finalmente, se realiza un ACO para cada crecimiento de la demanda, es decir un análisis estocástico del ACO considerando la ecuación 3, formulada por:

$$E[VPN(ACO_s)] = \frac{1}{\Omega} \sum_{\omega=1}^{\Omega} \left\{ \sum_{t=1}^T \frac{COS_t^{\omega} - [CO_{s,t}^{\omega} + I_{s,t}]}{(1+WACC)^t} \right\} \quad (3)$$

Donde COS_t^{ω} es el costo de operación sin obras, $CO_{s,t}^{\omega}$ es el costo de operación considerando la estrategia s , $I_{s,t}$ es el costo de inversión de la estrategia s , t representa el subíndice del año y T es el periodo de análisis, ω representa el subíndice de la simulación de Monte Carlo, y Ω es la cantidad de simulaciones realizadas en el estudio.

5. Algoritmo

El PM 2016-2025 posee una serie de obras a desarrollar a lo largo del horizonte de análisis. Entre dichas obras se seleccionaron 4 obras como se muestran en la Tabla II. Para cada obra se especifica el lugar (subestación) o el tramo que une (línea de transmisión), el costo de inversión en dólares y el momento de puesta en servicio.

Se planteó además, la modificación del momento en que dichas obras pudieran estar en servicio considerando el atraso o adelanto de su año original en forma individual. Como consecuencia se obtiene $3^4=81$ combinaciones, donde 3 representa el estado (atrasar, mantener o adelantar la inversión) y 4 representa la cantidad de estrategias.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018**Tabla II.** Características de las estrategias de inversión

Estrategia	Obra N° (numerología establecida en el PM)	Nombre	Inversión USD	Puesta en servicio
1	25	Subestación Ayolas	25.609.949	dic-18
	96	LT 500 kV Yacyretá - Ayolas - Villa Hayes	97.349.450	dic-18
2	99	LT 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes	211.688.237	dic-21
3	2	Subestación Carayao	101.587.112	dic-24
4	61	LT 500 kV Minga Guazú - Valenzuela	151.225.495	dic-24

Adicionalmente, se consideraron las siguientes hipótesis:

- La inversión correspondiente a cada obra se ejecuta 2 años antes de su puesta en servicio, es decir, se consideró el tiempo de construcción.
- Todas las obras no seleccionadas del plan entran en servicio en el año previsto según el modelo.
- Las obras 25 y 96 de la Tabla II son consideradas como una sola obra cuyo costo consiste en la sumatoria de los costos individuales.

Según el algoritmo, la combinación original de estrategias corresponde al número 68.

6. Simulaciones y Resultados

Las simulaciones se realizaron en el entorno interactivo MATLAB con del paquete de extensión MATPOWER que consiste un conjunto de archivos para la resolución de problemas de flujo de potencia y flujo de potencia óptimo [2]. La resolución se lleva a cabo por diferentes códigos de optimización que el software trae por defecto, sin embargo, para el análisis de este problema se incorporó el optimizador GUROBI debido a su mejor desempeño para dicho análisis.

El algoritmo maestro de este artículo analizó las estrategias considerando los parámetros de la Tabla III.

Tabla III. Parámetros de Simulación

Simulaciones	WACC [%]	VOLL [USD]
1000	8	2190

6.1. Análisis de los resultados

La tabla IV muestra los valores esperados del Valor Presente Neto (VPN) del ACO $E[VPN(ACO)]$ de las estrategias 75, 68 y 34, donde la estrategia 75 representa la peor estrategia, la estrategia 68 representa la estrategia original, y la estrategia 34 representa la mejor estrategia. La comparación surge del criterio del valor esperado del VPN del ACO de cada estrategia.

Tabla IV. Resultados

Obra N°	Puesta en Servicio		
	Estrategia 75	Estrategia 68 (original)	Estrategia 34
25	2018	2018	2017
96	2018	2018	2017
99	2022	2021	2020
2	2023	2024	2025
61	2025	2024	2023
$E[VPN(ACO)]$ (MUSD)	8.535,28	8.777,58	9.041,93

En la Fig. 2 se observan los valores porcentuales del Valor Esperado del VPN del ACO para cada estrategia con respecto a la estrategia original.

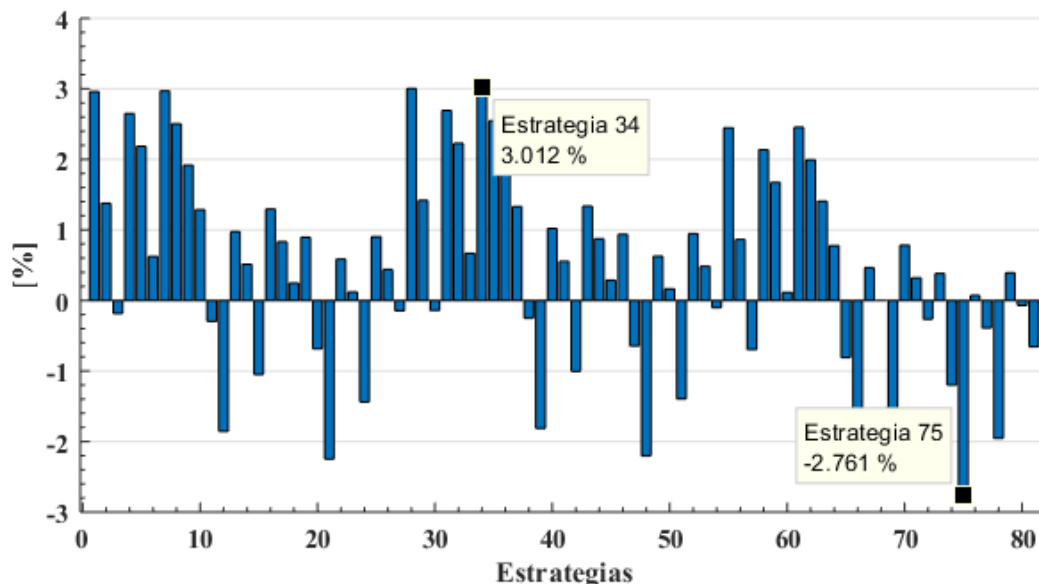


Fig. 2. Diferencia porcentual del Valor Esperado del VPN del ACO de cada estrategia con respecto a la estrategia original

La Fig. 3.a muestra el histograma del VPN de ACO de la estrategia $s=68$ y análogamente, la Fig. 3.b muestra el de la estrategia $s=68$. Se puede observar que para $s=34$, la curva está ligeramente

desplazada a la derecha, lo cual indica un mejor desempeño en cuanto al beneficio esperado y una disminución del perfil de riesgo.

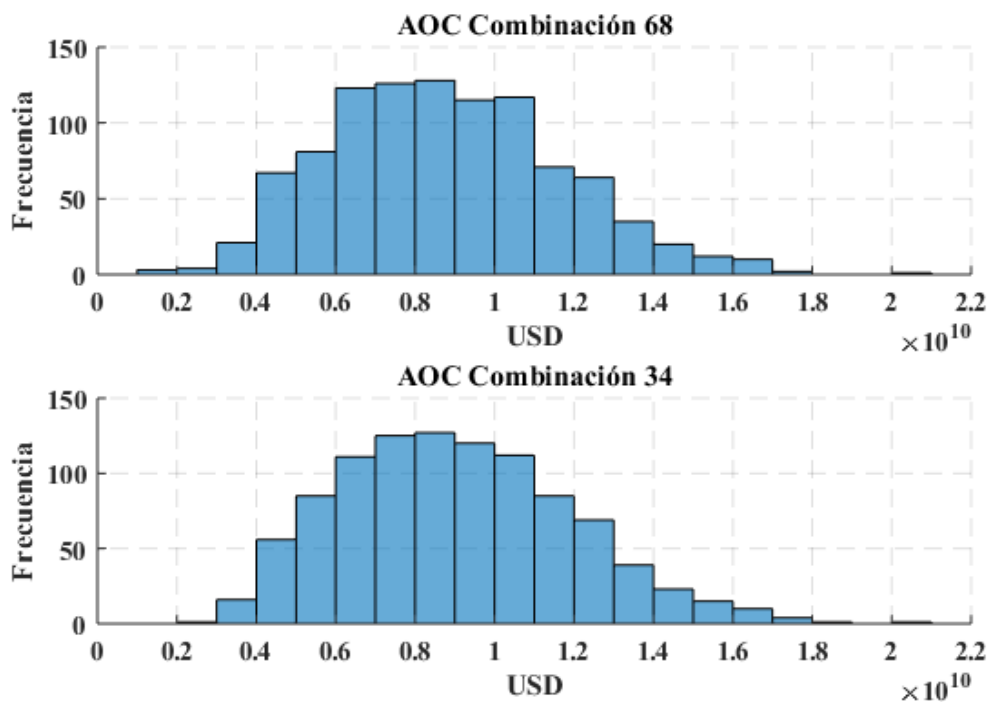


Fig. 3. Distribución de probabilidad del desempeño de la estrategia 68 y 34 según el código maestro del artículo

7. Conclusión

En este artículo se desarrolló un método para encontrar el momento óptimo de ejecución de un conjunto de estrategias de inversión basado en simulaciones estocásticas de Monte Carlo que caracteriza el comportamiento incierto de la demanda y a su vez ejecuta una exploración combinatoria para analizar el rendimiento de las inversiones respecto a su tiempo original de implementación, es decir, según el Plan Maestro de la Administración Nacional de Electricidad. Los resultados del análisis sobre el caso de estudio muestran que se podría lograr una mejora en el rendimiento del plan de inversiones si se modifican los tiempos de ejecución de algunas obras. Esta mejora se refiere al incremento del beneficio económico esperado y a la disminución del perfil de riesgo de la estrategia vista como el conjunto de alternativas en el tiempo de ejecución.

8. Referencias

- [1] Administración Nacional de Electricidad, "Plan Maestro de Transmisión 2016-2025" Paraguay, Agosto 2016
- [2] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and 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.



XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

- [3] P. Vasquez and F. Olsina, "Valuing Flexibility of DG Investments in Transmission Expansion Planning," 2007 IEEE Lausanne Power Tech, Lausanne, 2007, pp. 695-700.
- [4] G. Blanco, F. Olsina and F. Garcés, "Transmission investments under uncertainty: The impact of flexibility on decision-making," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2012, pp. 1-8.
- [5] S. Lopez, A. Aguilera and G. Blanco, "Transmission Expansion Planning under Uncertainty: An Approach based on Real Option and Game Theory against Nature," in IEEE Latin America Transactions, vol. 11, no. 1, pp. 566-571, Feb. 2013.
- [6] S. B. López, G. F. Baum, F. G. Olsina, G. A. Blanco and C. Rehtanz, "Option games applied for investment in power generation capacity," 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, 2017, pp. 1-6.
- [7] G. F. Baum, S. B. López, F. G. Olsina, G. A. Blanco and C. Rehtanz, "Agent-based learning model for assessing strategic generation investments in electricity markets," 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, 2017, pp. 1-6.
- [8] M. Arévalo, D. Ríos, G. Baum and G. Blanco, "Integrated generation and transmission planning under uncertainty using flexibility in generation," 2017 IEEE 37th Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXVII), Managua, 2017, pp. 1-5.
- [9] Baum, G., F. Olsina, F. Garcés, and G. Blanco. "Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión en mercados eléctricos-Estado del Arte." Proceedings XVI ERIAC (2015).
- [10] F. Ferreira, F. Escudero, D. Ríos, F. Fernández, and G. Blanco. "Análisis de riesgo de inversiones en el plan de expansión del sistema de transmisión eléctrico paraguayo bajo incertidumbre" Proceedings XVII ERIAC (2017).