# Modelo de toma de decisión bajo incertidumbre para inversiones en generación en el sistema eléctrico paraguayo

Martín González, Daniel Ríos Festner, Gerardo Blanco

Facultad Politécnica – Universidad Nacional de Asunción

Paraguay

## RESUMEN

Actualmente, el país cuenta con suficientes márgenes de reserva gracias a las centrales hidroeléctricas existentes; no obstante, un crecimiento sostenido de la demanda podría comprometer la seguridad del suministro si no se toman medidas para acompañar adecuadamente el crecimiento de la demanda, tal y como lo sugiere la experiencia previa de varios países. La Administración Nacional de Electricidad cuenta con un plan maestro de generación en donde se planifican inversiones a corto y mediano plazo. Este plan maestro no considera el comportamiento incierto de la demanda lo cual podría dificultar la determinación del momento adecuado para invertir en generación teniendo en cuenta la necesidad de asegurar el suministro y optimizar los recursos disponibles. Por lo tanto, es necesario contar con herramientas flexibles que brinden una perspectiva de la evolución del sistema y permitan guiar las inversiones en generación de energía eléctrica. En ese contexto, este trabajo pretende evaluar la expansión a largo plazo de la capacidad instalada de generación en el sistema eléctrico paraguayo a través de un modelo dinámico estocástico elaborado con el enfoque de Dinámica de Sistemas. En base a fundamentos microeconómicos, se determina para el largo plazo, el mix óptimo de tecnologías de generación en el sistema. Luego, y atendiendo al caso paraguayo en particular, las inversiones en generación son evaluadas desde la perspectiva del administrador del sistema, considerando la entrada de capacidad mayoritariamente hidroeléctrica junto con centrales térmicas de ciclo combinado. La decisión de invertir se modela mediante la técnica de Opciones Reales, con la cual se comparan los costos de operación para la ANDE si se ejecutasen las inversiones previstas con los costos a obtener si las mismas se pospusiesen para un futuro. Así esta metodología podría ofrecer resultados útiles en términos de la planificación de expansión en generación bajo incertidumbre de la tasa de aumento de la demanda.

## PALABRAS CLAVES

Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas de Ciclo Combinado, Dinámica de Sistemas, Incertidumbre, Opciones Reales, Planificación de Expansión de Generación.

## 1. INTRODUCCION

La planificación de expansión de generación persigue la premisa básica de abastecer los requerimientos de la demanda, la cual, en países como Paraguay, presenta últimamente altas tasas de crecimiento. La determinación del momento en que se debe dar inicio a la construcción de centrales no es una decisión trivial ya que cuando el comportamiento de la demanda presenta un grado de incertidumbre, se corre el riesgo de que las obras entren a destiempo, debido a los tiempos de construcción de las centrales, y no logren abastecer la demanda, o, por el contrario, entren de forma anticipada, incurriendo entonces en costos de inversión innecesarios. La experiencia de los sectores eléctricos de Sudamérica muestra que existieron ciertas dificultades en cuanto a la seguridad del suministro de energía luego de la liberalización de los mercados, en gran parte, debido a las altas tasas de crecimiento y volatilidad de las mismas.

En Paraguay, la planificación del sistema de generación corre por cuenta de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). La misma ha elaborado un Plan Maestro de Obras válido para el período 2016-2025, el cual incluye un componente para el sector de generación. Dicho plan contempla un crecimiento determinístico de la demanda máxima. No obstante, la tasa de crecimiento en los últimos años ha experimentado una alta volatilidad, lo cual puede en última instancia afectar las previsiones de ANDE respecto a los requerimientos de suministro. Más aún, el modelo empleado no contempla los procesos físicos involucrados en la puesta en servicio de las centrales, la cual puede verse afectada por prolongados tiempos de gestión para la adquisición de los fondos financieros necesarios, adjudicación de obras, construcción, entre otros.

En ese contexto, este trabajo propone un modelo basado en [2], que evalúa el desarrollo a largo plazo de los sistemas eléctricos, mediante el modelado de las variables que influyen en los movimientos a largo plazo de la oferta y la demanda, con el enfoque de simulación Dinámica de Sistemas (*System Dynamics*, *SD*). Esta metodología permite incorporar el impacto de los procesos físicos involucrados en la puesta en servicio de las centrales, al mismo tiempo que posibilita la descripción de la incertidumbre inherente a la evolución de las variables clave del sistema. El modelo implementado se presenta en las secciones subsiguientes.

## 2. OBJETIVOS

- Elaborar un modelo dinámico estocástico del sistema eléctrico paraguayo para determinar la adecuada incorporación de capacidad de generación en el largo plazo.
- Determinar los tiempos en los que se debe iniciar obras en generación de energía eléctrica.
- Orientar la ejecución de las inversiones de manera a reducir los costos de generación de energía.

## 3. MATERIALES Y METODOS

El modelo de referencia [2], se basa en el enfoque de simulación Dinámica de Sistemas, el cual es una rama de la Teoría de Control y Sistemas, usualmente aplicado al estudio de sistemas económicos y de gestión [1]. Bajo este enfoque, la dinámica de los mercados de energía se describe mediante ecuaciones diferenciales no lineales que tienen en cuenta las retroalimentaciones existentes en el sistema, retrasos, estructuras *Stock-&-Flow* y no linealidades.

Una forma de representar la dinámica de retroalimentación del sistema es a través de diagramas de lazo causal (*DLC*). Las relaciones entre dos variables se identifican con flechas. Así también, los signos al final de cada flecha indican si están relacionadas de forma directa o inversa para signos positivo y negativo respectivamente. En función a la perspectiva ofrecida por el DLC, la dinámica del sistema debe ser descrita posteriormente de forma rigurosa mediante ecuaciones diferenciales.

Figura 1: DLC de la dinámica de un mercado eléctrico.

En la Figura 1, se puede observar un DLC que explica el desarrollo a largo plazo del sistema eléctrico estudiado. En este modelo, la evolución del sistema responde directamente a la demanda, la cual es considerada una variable exógena a la dinámica del sistema. Ante un crecimiento de la demanda de electricidad, el margen de reserva del sistema se reduce y, así también, el margen de reserva proyectado a futuro. Esto produce un aumento en los costos de la electricidad actual y proyectada. Una vez tenido los valores de los costos de producción de electricidad, se procede a realizar la decisión de si es conveniente invertir o no. Así, determinada la decisión de inversión, se procede a dar inicio a la construcción de nueva capacidad de generación atendiendo el retardo existente asociado al tiempo de construcción de las mismas. Luego de este proceso, se da el ingreso de nuevas centrales que junto con la capacidad existente determinan el nuevo estado de la capacidad del mercado, cerrándose así el lazo de retroalimentación.

### 3.1 FUNDAMENTOS MICROECONOMICOS

Los fundamentos microeconómicos propuestos en este modelo, determinan las condiciones de equilibrio óptimas en el sistema para el largo plazo. Cuando existe una señal de rentabilidad económica para cada tecnología, entonces habrá incentivos suficientes para la incorporación de capacidad al sistema hasta que la rentabilidad se torne nuevamente cero.

De esta forma, se puede generar una señal de inversión la cual indica que, a medida que incrementa la demanda, también incrementa el costo de servir la misma hasta el punto en el para el administrador ya no es rentable seguir generando energía con las centrales de generación a disposición, por lo que se vuelve más conveniente invertir en más capacidad de generación para compensar el incremento de los costos de suministro.

En este modelo, se evalúan los costos de producción de energía mediante el cálculo de los Costos Nivelados de Energía (*Levelized Cost Of Energy*). Este cálculo permite determinar cuánto costará producir 1 MWh de energía a lo largo de la vida útil de una central dada. Luego, en las *Screening Curves*[1] observadas en la Figura 2, se grafican los costos promedio de servir una unidad de capacidad de cada tecnología en función del factor de capacidad.

[1] En las screening curves se muestra el costo promedio de utilizar una central de generación para generar energía en función al factor de planta.

Las condiciones óptimas para el equilibrio a largo plazo entre centrales de generación se obtienen mediante la determinación de la duración que cada tecnología de generación debe operar para que el costo de suministro sea mínimo y en base a estas proyecciones, el administrador recupere su inversión óptimamente.

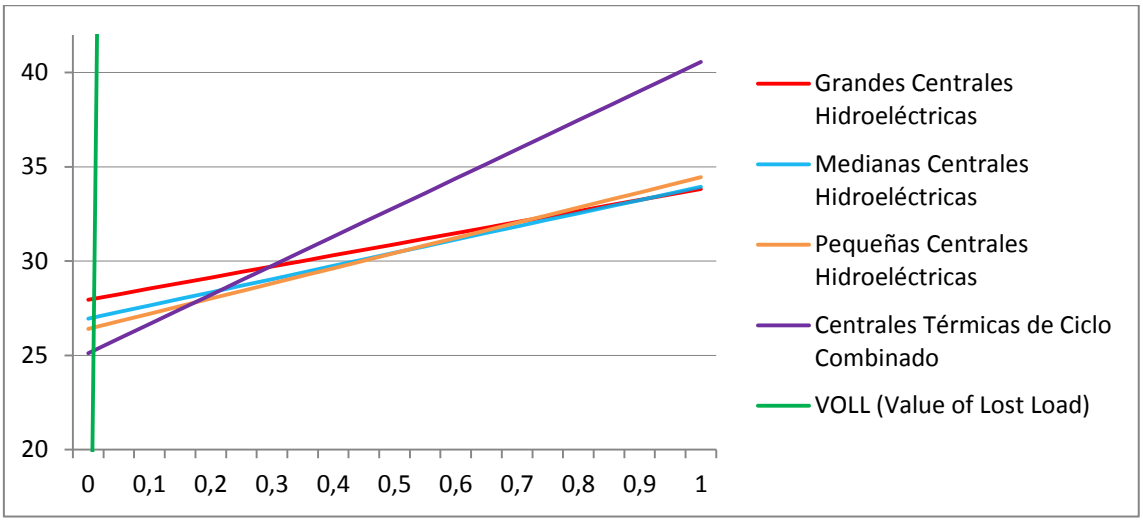


Figura 2. *Screening curves*.

Estos costos fueron calculados tomando como referencia [1] en donde la intersección entre las curvas, determina el punto en el que el costo de seguir suministrando energía de una central más barata, iguala al costo de la siguiente central más cara. De esa forma, se puede determinar la duración óptima que cada central debe despachar para que el costo del suministro sea mínimo, expresada en las siguientes ecuaciones:

$$D_1 = \frac{FC_1 - FC_2}{LCOE_2 - LCOE_1};\ D_2 = \frac{FC_2 - FC_3}{LCOE_3 - LCOE_2};\ D_1 = \frac{FC_3 - FC_4}{LCOE_4 - LCOE_3};\ D_1 = \frac{FC_4}{VOLL - LCOE_2} \quad (1)$$

en donde *FC* representa el costo fijo de las centrales asociados a los costos de inversión, expresado en anualidades.

En este se trabajo toma como factor de planta máximo un valor de 0,8 para centrales hidroeléctricas y 0,55 para Centrales de Gas de Ciclo Combinado.

### 3.2 MODELADO DEL LADO DE LA OFERTA

El modelo del lado de la oferta considera un parque de generación mixto, con una tecnología hidroeléctrica compuesta por pequeñas, medianas y grandes centrales (PCH, MCH, GCH) en combinación con una tecnología térmica: Turbinas de Gas de Ciclos Combinados (*Combined Cycle Gas Turbines*, *CCGT*). La capacidad que reside en el instante $t$ en el bloque correspondiente a la tecnología $i$ puede describirse mediante una acumulación resultante de la diferencia entre la tasa de ingreso de nuevas unidades y la tasa de retiros de viejas unidades, designadas por $\dot{K}_i^{in}(t)$ y $\dot{K}_i^{out}(t)$; respectivamente. Esto puede expresarse matemáticamente mediante la siguiente ecuación integral:

$$K_i(t) = \int_0^t \left(\dot{K}_i^{in}(\tau) - \dot{K}_i^{out}(\tau)\right) d\tau + K_i(0) \quad (2)$$

La tasa a la cual nueva capacidad de la tecnología $i$ entra en operación $\dot{K}_i^{in}(t)$, depende de la tasa de inversiones. Sin embargo, no depende de la tasa actual de inversiones, sino de aquella obtenida en el periodo

$t = t - \bar{T}_i^C$, con $\bar{T}_i^C$ denotando el retraso promedio de construcción para cada tecnología $i$. Así, la tasa de ingreso de nueva capacidad es descrita por:

$$\dot{K_i^{in}} = \dot{I}_i\left(t - \bar{T}_i^C\right) \tag{3}$$

El modelo implementado tuvo que ser adaptado de manera a considerar el potencial hidroeléctrico que puede ser aprovechado por nuevos emprendimientos. En ese sentido, el potencial disponible considerado en este modelo fue extraído de la Política Energética de la República del Paraguay [3], alcanzando un potencial total de 11238 MW ya incluida la capacidad instalada inicial equivalente 8840 MW, la cual corresponde a las centrales hidroeléctricas operativas actualmente (Itaipú, Yasyretá, y Acaray).

Los tiempos de construcción de cada central se detallan en la siguiente tabla:

| | T construcción |
|---|---|
| Grandes Centrales Hidroeléctricas | 6 años |
| Medianas Centrales Hidroeléctricas | 4 años |
| Pequeñas Centrales Hidroeléctricas | 3 años |
| Centrales de Gas de Ciclo Combinado | 2 años |

Tabla I. Tiempo de construcción de centrales.

### 3.3 MODELADO DE LA DEMANDA

En este trabajo, se considera que el comportamiento de la demanda es exógeno a la dinámica del mercado y la misma es fundamental para la formación de los costos futuros a ser percibidos por el administrador del sistema. Se asume que la demanda máxima y mínima crecen a la misma tasa, y son formuladas como:

$$L_{max}(t) = L_{max}(0).e^{g.t}$$
$$L_{min}(t) = L_{min}(0).e^{g.t} \tag{4}$$

donde $L_{max}(0)$ y $L_{min}(0)$ son las demandas máxima y mínima respectivamente al inicio de la simulación, y $g$ el crecimiento de la demanda.

Para contemplar la evolución incierta de la demanda, se emplea un proceso estocástico de reversión a la media el cual describe, en cada paso de simulación, la evolución incierta del crecimiento de la demanda fluctuado alrededor de una media conocida. El proceso de reversión a la media utilizado es el proceso estocástico aritmético de Ornstein-Uhlenbeck, el cual es descrito matemáticamente mediante la siguiente expresión:

$$dg = \eta(\bar{g} - g)dt + \sigma dz \tag{5}$$

El cambio esperado en la tasa de crecimiento *dg*, después de un tiempo *dt*, depende de la desviación respecto al crecimiento conocido a largo plazo y de la velocidad de la reversión a la media $\eta$. Además, también depende de la variable de volatilidad $\sigma$ y de la variable *dz* que sigue un proceso de Wiener llamado Movimiento Browniano. El incremento infinitesimal en cada instante *dt* es representado por:

$$dz = \varepsilon\sqrt{dt} \tag{6}$$

donde $\varepsilon$ es una variable aleatoria obtenida de una distribución normal de media 0 y desviación estándar de 1.

### 3.4 MODELADO DE LA DECISION DE INVERSION

Mediante los LCOE ordenados de menor a mayor, se determina un orden de mérito de despacho y por tanto una curva de suministro. Si se grafica esta curva de suministro junto con la curva de duración de carga, resulta una curva de duración de costos mostrado en la Figura 3.

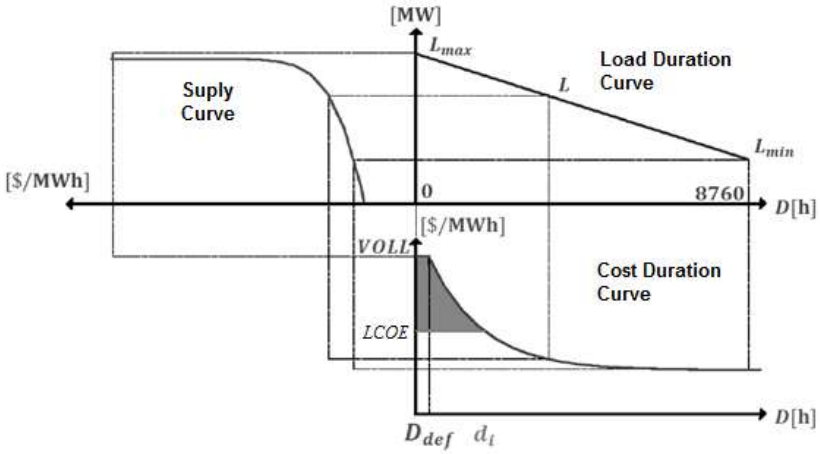


Figura 3. Curva de duración de costos.

De esta forma, se pueden obtener el costo de suministrar energía para una demanda dada en un tiempo determinado. Si se compara esta curva con el LCOE de cada tecnología de generación se puede determinar los beneficios de operación (área bajo la curva) que producirá cada tecnología mediante:

$$\pi_i = 8760 \int_0^t (Cost(t) - LCOE_i)dt \tag{7}$$

donde $i$ representa a cada tecnología. Luego, suponiendo que las ganancias operativas del primer año se mantendrán constantes, el valor actual de la corriente esperada de ganancias operativas que un nuevo MW de tecnología $i$ generaría durante un período de amortización $T_i^a$, los beneficios de operación $OP_i$ pueden ser aproximados por:

$$OP_i = \pi_i(1+\rho)^{-T_i^c}.\frac{1}{\rho}.[1-(1-\rho)^{-T_i^a}] \tag{8}$$

donde $\rho$ representa la tasa interna de retorno para cada emprendimiento. Finalmente, se considera que los inversores representan un retraso en la construcción de nuevas centrales eléctricas. Por lo tanto, el valor presente de las ganancias esperadas también se descuenta en un tiempo promedio de construcción para cada tecnología, $T_i^c$.

Para modelar la decisión de invertir, se implementa un método extraído de [4] para determinar la adición de capacidad en función a las expectativas de rentabilidad. Este método está basado en OR (*Real Options*) y permite la valoración de inversión en nuevas centrales de generación bajo incertidumbre en el largo plazo.

De forma rigurosa, una política optima de inversión para cada tecnología en cada momento puede ser derivado de la comparación del valor intrínseco de invertir inmediatamente con el valor de postergar la inversión. La Programación Dinámica Regresiva (*Backward Dynamic Programming*) basada en el Valor Presente Esperado (*DPE*) es una herramienta adecuada para realizar esta tarea [5]. Además, se ha verificado experimentalmente que el DPE permite evitar problemas relacionados con la aplicación de otras herramientas de programación dinámica (por ejemplo, el método de los árboles binomiales), por ejemplo, cuando se trata de ganancias futuras altamente volátiles, como en este caso de estudio.

En ese contexto, el valor de ejercicio para cada tecnología *i*, $V_i^{ex}(t)$ es definido por el VPN (*Valor Presente Neto*) de los nuevos proyectos de generación de acuerdo al estado actual del sistema en el momento t. Esto puede ser expresado como:

$$V_i^{ex}(t) = OP_i(t) - I_i(t) \tag{9}$$

donde $OP_i(t)$ es el valor presente de la acumulación de los beneficios de operación percibidos por cada tecnología *i* en el momento t, $I_i(t)$ representa el capital a invertir, en forma anualizada, para poner en funcionamiento un nuevo generador de tecnología *i* en el mismo momento.

Por otro lado, un tiempo de expiración es usado para representar el umbral futuro en el cual se puede volver a evaluar la ejecución del proyecto si la decisión es posponerlo. En el tiempo de expiración $T_e = t + dt$, la política de inversión óptima para cada tecnología *i*, puede ser definida como:

$$V_i^*(T_e) = \max[\big(E[OP_i(T_e)] - I_i(T_e)\big); 0] \tag{10}$$

Por un lado, $E[OP_i(T_e)]$ representa el valor presente de los beneficios acumulados de operación para cada tecnología *i* en el momento $T_e$, el cual se obtiene en base a la muestra estocástica de las condiciones esperadas en ese momento. Por otro lado, $I_i(T_e)$ representa los costos de inversión esperados para cada tecnología *i* en el momento $T_e$.

Al considerar solo un único período $dt$ entre el tiempo actual y el de expiración, el valor de continuación de la opción de aplazamiento para la tecnología $i$ en el momento $t$, es decir, el valor del proyecto si la decisión es posponer su ejecución $V_i^{cont}(t)$, puede expresarse como:

$$V_i^{cont}(t) = {V_i^*(T_e)}\big/{(1+q)^{dt}} \tag{11}$$

donde *q* representa una tasa de descuento libre de riesgo.

En consecuencia, un nuevo índice de rentabilidad de la inversión (*PI*) para la tecnología $i$ en el momento $t$ se puede definir como la razón resultante de dividir el valor del ejercicio $V_i^{ex}(t)$, por el valor de continuación $V_i^{cont}(t)$:

$$PI(t) = {V_i^{ex}(t)}\big/{V_i^{cont}(t)} \tag{12}$$

Si el valor presente neto del proyecto de inversión en el momento *t* es mayor que el valor de posponer la inversión, se toma la decisión de invertir. De lo contrario, se toma la decisión de postergar la inversión por un tiempo *dt*. Asimismo, se propone una función no lineal para caracterizar la respuesta de inversión al nivel de rentabilidad esperado. Una función logística es utilizada para describir el multiplicador de inversión $m_i$ para cada tecnología de generación:

$$m_i = \frac{m_i^{max}}{1+\mathrm{e}^{-(\alpha_i \cdot PI_i + \beta_i)}} \tag{13}$$

En la ecuación anterior, $m_i^{max}$ es el nivel de saturación, $\alpha_i$ controla la pendiente de la función sigmoidea y $\beta_i$ determina su posición respecto al eje x. Finalmente, la tasa de inversión en el tiempo $t$ de la tecnología de generación $i$ es calculada por:

$$\dot{I}_i(t) = m_i(PI_i(t)) \cdot \dot{I}_i^{ref}(t) \tag{14}$$

$\dot{I}_i^{ref}(t)$ es la tasa de inversión en la tecnología $i$ en el equilibrio de largo plazo, bajo cero expectativas de rentabilidad económica, y es igual a la tasa de desmantelamiento de capacidad de generación de la tecnología considerada $\dot{K}_i^{out}(t)$, más la tasa de adición de capacidad necesaria para cubrir la proporción de crecimiento esperado de demanda pico servida por esta tecnología, $\dot{L}_i(t)$.

## 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el modelo propuesto, los principales datos de entrada son:

- Tasa de crecimiento de la demanda de largo plazo 8,9 %, en base a datos provistos por la ANDE.
- No se consideran restricciones de transmisión para la incorporación de nuevas centrales.
- Año 0 (inicial) 2017.
- Horizonte de simulación de 10 años y número de simulaciones de 10.000.
- Se considera un valor de volatilidad de la demanda de 0,5 por año.

En la Figura 4 se muestra como se inician los ciclos de construccion de cada tecnología de generación en el sistema. En el mismo se puede observar como a medida que va creciendo la demanda supuesta en el modelo, llega un momento en la que empieza a entrar capacidad de manera progresiva. Se puede observar que la construcción de centrales CCGT (Centrales de Gas de Ciclo Combinado), PCH (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas) y MCH (Medianas Centrales Hidréelectricas) inicia a mediados del año 2021 y de GCH (Grandes Centrales Hidroeléctricas) a mediados del año 2022.

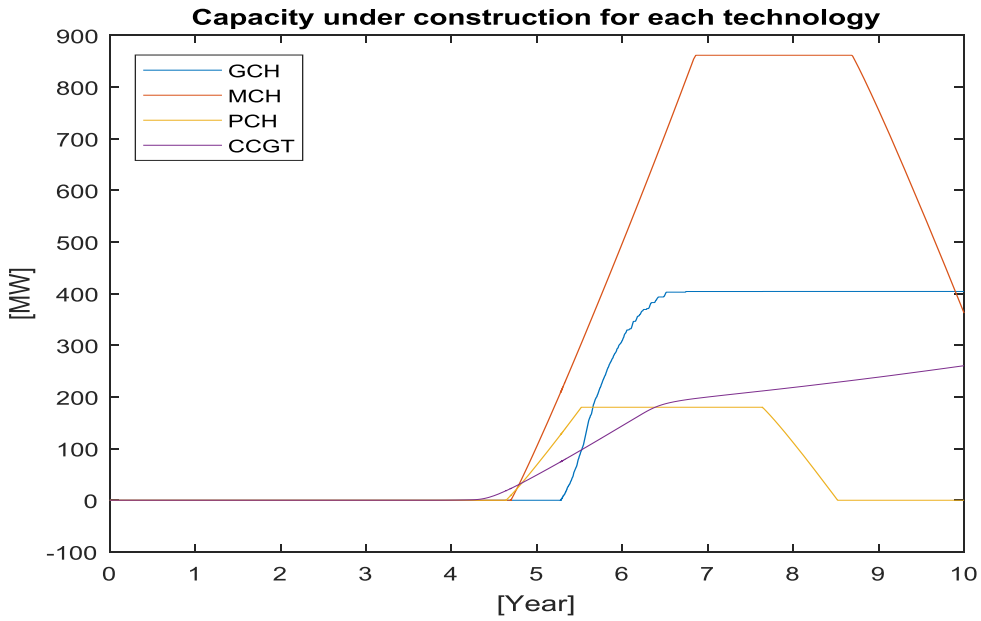


Figura 4.

Los resultados sugieren que en el 2021 deben iniciarse la construcción de las PCH y MCH propuestas en la Política Energética de la República del Paraguay y las mismas pueden observarse en las siguientes tablas:

| Pequeñas | MW | GWh/a |
|---|---|---|
| Ypane I, II y III | 27 | 168 |
| Jejui | 9 | 66 |
| Carapá I y II | 40 | 263 |
| Pirapó | 4 | 26 |
| Otros | 100 | 600 |

Tabla II.

| Medianas | MW | GWh/a |
|---|---|---|
| Yguazú | 200 | 184 |
| Acaray III | 150 | 200 |
| Monday | 180 | 790 |
| Ñacunday | 160 | 700 |
| Río Paraguay I y II | 168 | 1.100 |
| Añacua | 135 | 1050 |

Tabla III.

Los resultados del modelo son comparados con los contemplados en el Plan Maestro de Obras de la ANDE. El potencial total puesto en construcción de PCH alcanza los 180 MW casi el mismo que los 170,3 MW considerados en el PMG (Plan Maestro de Generación) de la ANDE con ciertas diferencias en el tiempo de inicio de las obras. En cuanto a las MCH, el potencial total a ser construido alcanza los 993 MW muy distante de los 335 MW considerados en el PMG (Plan Maestro de Generación) de la ANDE.

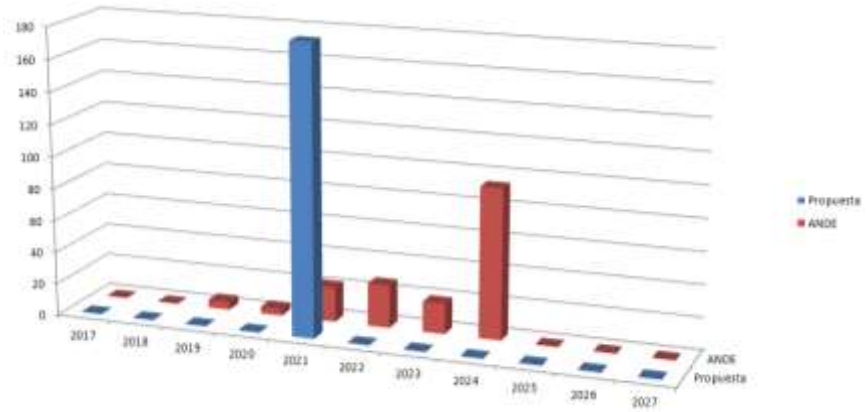


Figura 5. Comparación Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

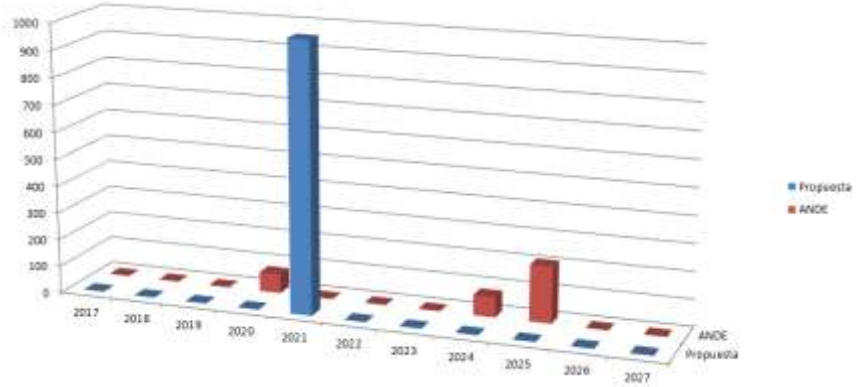


Figura 6. Comparación Medianas Centrales Hidroeléctricas.

El modelo propuesto también sugiere la incorporación de 2270 MW de GCH correspondientes a los proyectos binacionales Itacora-Itati 830 MW (mitad lado paraguayo) y Corpus Christi 1140 MW (mitad lado

paraguayo) cuyas construcciones iniciarían en el año 2022. Además, la incorporación de CCGT alcanza una potencia total instalada de 363 MW.

Como resultado final, las proyecciones del modelo indican que para el año 2027, la capacidad total de generación en el Paraguay alcanzaría aproximadamente los 9852 MW con un margen de reserva de 33,7%, tal y como se observa en la Figura 7. Esto es importante atendiendo a la brusca reducción respecto margen de reserva inicial, el cual se encuentra en alrededor del 200%. Cabe resaltar que al final de las simulaciones se encuentran en construcción los grandes emprendimientos binacionales Corpus Christi e Itati-Itacora.

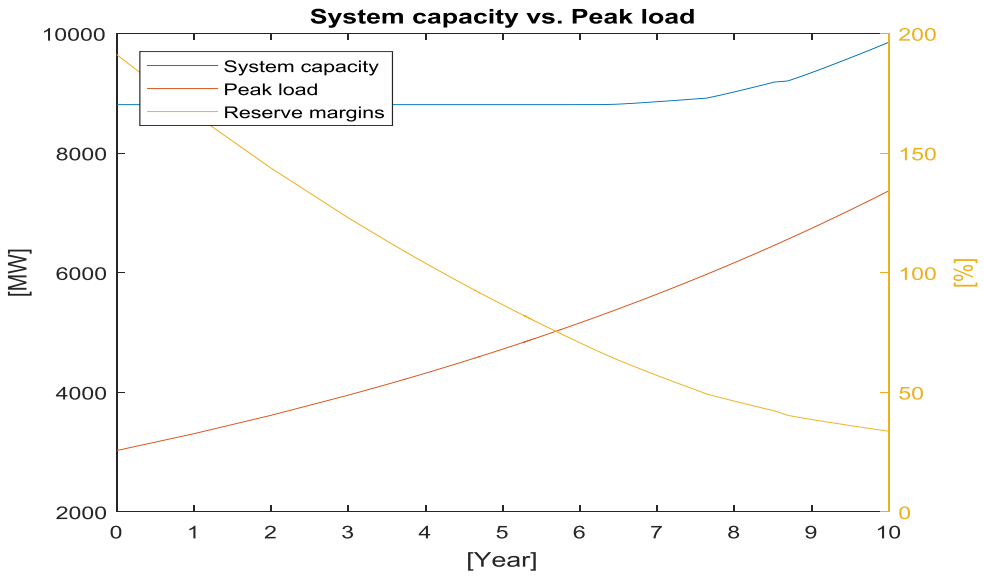


Figura 7. Capacidad instalada vs Demanda máxima.

## 5. CONCLUSIONES

Este trabajo implementa una nueva metodología de trabajo, basada en DS (Dinámica de Sistemas), para evaluar el desarrollo a largo plazo del sistema de generación de energía del Paraguay. En este caso, el crecimiento incierto de la demanda nos permite obtener un valor de ejecución y de posposición de centrales mediante OR, para determinar la tasa de inversión en nuevas centrales de generación.

Se ha notado diferencias en los inicios de construcción de centrales en el PMG (Plan Maestro de Generación) estando en algunos retrasados o adelantados a los tiempos propuestos por el modelo.

El modelo propuesto en este trabajo propone iniciar la construcción de centrales entre el 2021 y 2022. Se notan diferencias considerables entre el PMG de la ANDE, respecto a las MCH a ser construidas, y la capacidad propuesta en este modelo. En cuanto a la capacidad de las PCH a ser construidas, la diferencia entre el PMG de la ANDE y el modelo propuesto son mínimas. El modelo también sugiere iniciar la construcción de las GCH en el año 2022. Cabe destacar que se proyecta que existan incentivos suficientes para la incorporación de CCGT cuya potencia instalada alcanzaría los 363 MW.

Finalmente, cabe resaltar que este trabajo ofrece resultados útiles para el análisis del plan de expansión del sistema de generación de Paraguay bajo incertidumbre en el crecimiento de la demanda, considerando los procesos físicos involucrados en la construcción de las centrales. Esto puede ayudar, en última instancia, a orientar la asignación eficiente de recursos financieros para las inversiones buscando promover la seguridad del suministro.

## BIBLIOGRAFIA

[1] F. Olsina, F. Garcés, and H. J. Haubrich, "Modeling long-term dynamics of electricity markets," Energy Policy, vol. 34, no. 12, pp. 1411–1433, 2006.

[2] J. Sterman, "Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world," Boston: Irwin/McGraw-Hill, 2000.

[3] Decreto N° 6.092. "Política Energética de la República del Paraguay", San Lorenzo, Paraguay, Setiembre 2015.

[4] RÍOS, D. "Strategic Decision-Making Of Flexible Investments Under Uncertainties In Long-Term Electricity Markets". Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Asunción, 2017.

[5] BLANCO, G., OLSINA, F., & GARCÉS, F. (2012). Transmission investments under uncertainty: The impact of flexibility on decision-making. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, (pp. 1-8). San Diego, US.