

**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 10  
PGT 3.2 – Formulación de modelos dinámica de  
sistemas – Informe**

# Analysis of Power Systems Expansion Processes based on System Dynamics - State-of-the-Art

Daniel Ríos<sup>\*1</sup>, Félix Fernández<sup>\*2</sup> and Gerardo Blanco<sup>\*3</sup>

*\*Facultad Politécnica, Universidad Nacional de Asunción  
Campus Universitario, San Lorenzo 2111, Paraguay*

<sup>1</sup>danielriosfestner@gmail.com

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

<sup>3</sup>gblanco@pol.una.py

**Abstract**—The evolution to electricity markets liberalization has supposed a change of paradigm in the scope of decision-making processes inherent to the expansion of power systems. This is mainly due to the participation in these processes of various autonomous agents who does not always act in coordination. In response to this, the use of simulation approaches is useful to analyze the behavior and interaction of market participants. This paper is focused on conducting a state-of-the-art review about the implementation of System Dynamics (SD) approach to replicate the dynamic of long-term infrastructure investments in power systems. Regarding to this, it has been found that SD has been extensively used both to evaluate the expansion of generation capacity and the impact of investments in transmission network required to interconnect different electricity markets. However, it has not been found an application background of SD to assess the dynamic interaction among investments decisions in generation and transmission. In this context, the main contribution of the paper is to propose basic outlines to analyze the interaction of investments undertaken by agents of generation and transmission under a competitive electricity market by focusing on SD. Finally, this model seeks to be a tool to outline policies that encourage coordination and cooperation among autonomous power market agents.

**Resumen**— La evolución hacia la liberalización de los mercados eléctricos ha supuesto un cambio de paradigma en el ámbito de la toma de decisiones inherente a la expansión de los sistemas de potencia. Esto se debe principalmente a la participación en dichos procesos de diversos agentes autónomos que no siempre actúan de manera coordinada. Atendiendo a esto, el uso de enfoques de simulación resulta de gran utilidad para analizar el comportamiento e interacción de los participantes dentro del mercado. Este trabajo se encuentra enfocado en realizar una revisión del estado del arte sobre la aplicación de la teoría de Dinámica de Sistemas (DS) para replicar la dinámica a largo plazo de inversiones en infraestructura eléctrica en sistemas de potencia. En este sentido, se ha encontrado que DS ha sido empleado extensamente tanto para evaluar la expansión del parque generador, así como el impacto de inversiones en la red de transmisión, requeridas para interconectar distintos mercados eléctricos. Sin embargo, no se han encontrado antecedentes de la aplicación de DS para evaluar la dinámica de la interacción entre decisiones de inversión en generación y transmisión. En este contexto, el principal aporte del trabajo consiste en proponer delineamientos básicos para analizar la interacción de inversiones emprendidas por agentes de generación y transmisión de un mercado eléctrico competitivo mediante el enfoque de DS. Finalmente, dicho modelo buscará ser una herramienta para delinear políticas que incentiven la coordinación y cooperación entre los agentes autónomos del mercado eléctrico.

## I. INTRODUCCIÓN

La incorporación de múltiples agentes autónomos al proceso de expansión de los sistemas de potencia ha significado el aumento de la complejidad en el análisis de evolución de los márgenes de reserva de los mercados energéticos. La consideración de numerosas interacciones determina la aparición de una ineludible dinámica en largo plazo, y puede disuadir al ingreso de inversiones oportunas, desviando del equilibrio a los sistemas. En ese sentido, con el advenimiento de la era informática, la utilización de modelos computacionales para asistir a la toma de decisiones en organizaciones que involucran la participación de múltiples agentes es una alternativa sumamente válida.

Este trabajo presenta una revisión del estado del arte en la aplicación del enfoque de simulación basado en Dinámica de Sistemas (DS) para el estudio de comportamiento de los mercados eléctricos en el largo plazo. En [1] se incluye una recopilación similar a esta propuesta; sin embargo, la presente contribuye con la desagregación del mercado por segmentos de la cadena productiva del sector eléctrico, lo cual puede servir al análisis comprensible de los procesos de expansión los sistemas de potencia.

Este artículo está organizado de la siguiente manera: en la Sección II se detalla la caracterización del problema de investigación; en la Sección III se presenta una revisión del estado del arte en el empleo de DS para asistir a la planificación de la expansión de actividades de generación y transmisión en un mercado eléctrico liberalizado; y en la Sección IV se proponen delineamientos que pueden llegar a representar la interacción entre las decisiones de inversión de ambos agentes. Finalmente, en la Sección V, se presentan las conclusiones del trabajo.

## II. CARACTERIZACIÓN DEL PROBLEMA

### A. Consideraciones sobre las decisiones de inversión en Generación de Energía Eléctrica

Un acabado detalle de las características de las inversiones en plantas de generación, las cuales influyen sustancialmente en el comportamiento de los inversores en un ambiente competitivo, puede ser encontrado en [2]. En resumen, este tipo de inversión es intensivo de capital y de un solo paso, tiene períodos prolongados de amortización, es irreversible, y está sujeto a numerosas incertidumbres en el largo plazo, en términos de desarrollo de expectativas de futuras rentas. Algunas de estas incertidumbres son:

- Las expectativas de rentas por picos de precios de la electricidad son afectadas por incertidumbres respecto al crecimiento de la demanda, la programación de mantenimiento, el tiempo de retiro y tamaño de plantas viejas e ineficientes, y el tiempo de entrada y tamaño de nuevas centrales, entre otras. Las mismas influyen grandemente en las decisiones de inversión, sobre todo, en centrales de punta.
- Como la entrada al mercado de otras firmas generadoras reduciría la probabilidad de déficit del margen de reserva de generación y, consecuentemente, las expectativas de rentas por picos de precios de la electricidad, los inversores aparentemente no tienen ventajas de ser los primeros en actuar. Debido a ello, es probable que los inversores sean extremadamente cautos sobre los precios altos y, por ende, su respuesta para ajustar la capacidad de generación puede tornarse insensible a las señales de precios [3], [4].
- Algunas incertidumbres importantes a las cuales se enfrentan los inversores en centrales de base y de mediana capacidad son las expectativas en costos de combustibles, el progreso de la eficiencia térmica de las plantas, y la eventual entrada o salida de competidores. En sistemas con potencial hidroeléctrico o eólico, se introducen incertidumbres adicionales, tales como la disponibilidad de estos recursos.

#### B. Consideraciones sobre las decisiones de inversión en Transmisión de Energía Eléctrica

De manera general, las inversiones en transmisión pueden ser clasificadas de la siguiente manera [5]:

- Inversión regulada: en este caso, el objetivo es mejorar la confiabilidad y la economía a nivel del sistema; los costos del proyecto son asignados mediante un análisis centralizado de costo-beneficio [6]. El incentivo para los agentes consiste en recuperar la inversión a través de tasas de retorno preestablecidas sobre un horizonte dado.
- Inversión mercantil: es un producto de la liberalización de los mercados eléctricos. En este caso, la expansión de transmisión recae en la existencia de competencia y la entrada libre al mercado; el atractivo para los agentes consiste en el establecimiento de un mecanismo de rentas por congestión de las líneas.

En el marco de un mercado liberalizado, las inversiones en transmisión comparten la mayoría de las características con aquellas de generación [7], [8]; sin embargo, y con respecto al largo plazo, en transmisión son inclusive más vulnerables a las continuas incertidumbres que afectan las variables clave del mercado, tales como el crecimiento de la demanda, el costo de los combustibles, el retiro o adición de inversiones en generación, entre otros [9]. Una referencia acerca del estado del arte en el ámbito de la planificación de los sistemas de transmisión en mercados eléctricos es [10].

En [11] se profundiza acerca en la descripción de la inversión mercantil; en ese sentido, se puede tomar como ejemplo la situación vigente en Estados Unidos de América, en donde existen mercados eléctricos mayoristas basados en Precios Marginales Locales (PML), y mecanismos de incentivos basados en la asignación de Derechos Financieros

de Transmisión (DFT) [12]. Bajo este régimen, las rentas por congestión de un agente consisten en la sumatoria del producto entre los DFT que tiene asignados, y las diferencias entre PML de los pares de nodos de entrada y salida del flujo de potencia que transporta la línea. Para mayor información sobre este tema, se recomienda revisar [13], [14] y [15].

#### C. Modelado de mercados eléctricos con Dinámica de Sistemas

En [16] son presentados, desde un punto de vista de análisis económico, dos tipos importantes de modelos de mercado: los de optimización y los de simulación. Los mismos pueden ser aplicados para describir del comportamiento a largo plazo de los mercados eléctricos liberalizados.

Particularmente, los de simulación permiten modelar con flexibilidad el comportamiento real de los mercados eléctricos; estos enfoques son apropiados para capturar algunas características personales, tales como la racionalidad limitada, las habilidades de aprendizaje, las asimetrías de información, entre otras [17]. Dos de las principales corrientes que cubren el desarrollo de este tipo de modelos son el Modelado Basado en Agentes (MBA) y la Dinámica de Sistemas (DS) [18].

El MBA está basado en la posibilidad de modelar entidades heterogéneas, autónomas e individuales, a un nivel microscópico, capaces de interactuar entre sí y evolucionar; los agentes presentan algunas limitaciones racionales para definir sus reglas de toma de decisiones, pero exhiben habilidades de aprendizaje del entorno. A pesar de sus ventajas, el MBA se enfoca principalmente en problemas de corto plazo, tales como el ejercicio de poder de mercado a través de la colusión tácita [19]. El enfoque basado en DS, por su parte, se ocupa de identificar la estructura de retroalimentación de un sistema, a un nivel macroscópico, y la lógica de las interrelaciones entre sus componentes, con el objetivo de obtener su respuesta dinámica en el largo plazo. Una referencia de la literatura sobre este tema es [20].

Una herramienta de la metodología de DS, útil para ofrecer una perspectiva preliminar acerca de la estructura de retroalimentación del sistema considerado, consiste en el Diagrama de Lazo Causal (DLC). En nuestro caso de estudio, el DLC es capaz de mostrar, en principio, el equilibrio básico de retroalimentación que gobierna el desarrollo a largo plazo de los mercados de energía; posteriormente, el comportamiento dinámico de los mismos debe ser descrito mediante ecuaciones diferenciales no lineales que consideren la existencia de estas retroalimentaciones, así como también, de retardos, estructuras de *Stock-and-Flow* y no linealidades.

En un DLC, las relaciones causales entre dos variables, sean  $x$  e  $y$ , son identificadas por flechas. El signo positivo (negativo) al final de cada flecha puede ser entendido como un pequeño cambio positivo en  $x$  que provoca una variación positiva (negativa) sobre la variable  $y$ . Asimismo, un lazo puede ser caracterizado como de refuerzo (de equilibrio) si un pequeño cambio positivo en  $x$  provoca una variación positiva (negativa) sobre sí mismo, luego de recorrer todo el lazo.

TABLA I  
TRABAJOS RECOPIADOS DE ACUERDO AL SEGMENTO CONSIDERADO  
PARA EL ANÁLISIS DE EXPANSIÓN CON DS.

Análisis de Expansión de:											
$G^1$			$FA^2$			$IeM^3$			$T^4$		
[2]	[21]	[22]	[36]	[37]	[38]	[49]	[50]	[51]	[11]		
[23]	[24]	[25]	[39]	[40]	[41]	[52]	[53]				
[26]	[27]	[28]	[42]	[43]	[44]						
[29]	[30]	[31]	[45]	[46]	[47]						
[32]	[33]	[34]	[48]								
[35]											

<sup>1</sup> $G$ : Generación; <sup>2</sup> $FA$ : Fuentes Alternativas; <sup>3</sup> $IeM$ ; Interconexión entre Mercados; <sup>4</sup> $T$ : Transmisión.

### III. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

De acuerdo al segmento considerado, los trabajos recopilados son enumerados en la Tabla I. A continuación, se describe la contribución de cada uno.

#### A. Planificación de Expansión de Generación

Uno de los primeros trabajos que ha empleado DS para evaluar la Planificación de Expansión de Generación (PEG) es [21], en donde se describe el potencial para la aparición de ciclos en la construcción de centrales, causando períodos alternados de exceso y falta de suministro de electricidad. Asimismo, en los casos de estudio presentados en [22], [23] y [24], el patrón de mayor probabilidad de ocurrencia que se ha simulado muestra que la construcción se retrasa al crecimiento de la demanda, lo cual deja que los precios escalen a valores significativamente altos durante períodos de carga máxima, y luego se desplomen, cuando eventualmente finaliza la construcción y son puestas en funcionamiento las nuevas plantas. A esta misma conclusión se ha llegado en [2], en donde se ha definido que, atendiendo a los lazos de retroalimentación integrados en la estructura de los mercados eléctricos liberalizados, y a la existencia de ciertas demoras, la evolución del mercado en el largo plazo puede exhibir un comportamiento bastante volátil. Lo último es demostrado en [25], cuyo modelo describe las incertidumbres del mercado a largo plazo, a través de simulaciones estocásticas. En [26] y [27] se concluye que el desarrollo de estos modelos puede permitir a las compañías generadoras construir planes de expansión más robustos y menos riesgosos.

A diferencia de los análisis de mercados liberalizados con competencia perfecta, en [28], [29] y [30] se proponen alternativas para mejorar la diferenciación entre compañías a la hora de decidir el emprendimiento de nuevas inversiones. Por otro lado, y desde una perspectiva regulada, en [31], [32] y [33] se investigan los efectos de distintos mecanismos de pagos por capacidad, como incentivo de inversiones en plantas de generación.

El enfoque de planificación propuesto en [34] representa explícitamente los vínculos sociales y técnicos entre los componentes del sistema, incluida la demanda, para países en vías de desarrollo. En ese mismo contexto, en [35] se desarrolla un modelo para predecir la demanda y evaluar la respuesta del mercado, con el objetivo de analizar la influencia de la eliminación de subsidios a la electricidad en Irán.

#### B. Planificación de Transición hacia Fuentes Alternativas

Uno de los trabajos pioneros en este ámbito es [36]; en el mismo se detallan algunos lazos de retroalimentación que pueden determinar el desarrollo a largo plazo de las fuentes renovables, entre los cuales están las características operacionales de producción, el proceso de inversión, el perfeccionamiento tecnológico, y, finalmente, el agotamiento de los recursos naturales.

Algunos casos de estudio que integran a las fuentes alternativas de manera general dentro del proceso de PEG son [37], [38], [39], [40], [41], [42] y [43]. Por su parte, en [44], [45] y [46] se evalúa el riesgo en la decisión de inversión en generación eólica, dada su naturaleza intermitente e incierta. En ese mismo contexto, el estudio de promoción de plantas fotovoltaicas es considerado en [47] y [48].

#### C. Planificación de Expansión de Generación considerando Interconexiones entre Mercados

Trabajos relevantes en este apartado son [49] y [50]; en el último caso, el objetivo ha consistido en analizar el comportamiento de una interconexión mercantil entre mercados, estableciendo dos formas de operación de estas líneas de transmisión: la retención estratégica de capacidad y la oferta obligatoria. Los resultados obtenidos sugieren que el manejo de la oferta de la línea por parte del operador de la interconexión no va en detrimento de los mercados; es más, las simulaciones han revelado que es necesaria la existencia de retención de capacidad por parte del transmisor en alguna fase del desarrollo del proyecto mercantil, ya sea en el dimensionamiento de la línea de transmisión, o en la operación del vínculo. Casos de estudio de interconexiones entre mercados eléctricos en Latinoamérica son [51] y [52]; un caso europeo respectivo es [53].

#### D. Planificación de Expansión de Transmisión

En [11] fueron incluidos los primeros DLC que pueden dirigir el proceso de Planificación de Expansión de Transmisión (PET). Se ha considerado que el involucramiento de regulación en el marco de la PET es esencial, debido a que es poco probable que una intervención de carácter mercantil produzca suficientes inversiones por sí sola, debido a las condiciones de monopolio natural del segmento. En ese contexto, uno de los planteamientos resaltantes ha sido la recuperación de inversiones mediante regulación por Rendimiento de Capital (RC). Se ha establecido que la inversión en capacidad de transmisión sea producto de un lazo de retroalimentación negativo que alivie las rentas por congestión del sistema: siempre y cuando existan suficientes incentivos para apoyar la PET, en términos de RC, es posible eliminar completamente la congestión en dicho sistema. Cabe resaltar que el objetivo de dicho trabajo ha sido proponer delineamientos para el análisis dinámico de los incentivos para la inversión, solamente, en transmisión; no así la interacción o coordinación de emprendimientos de generación y transmisión.

#### E. Antecedentes de Coordinación

Se ha encontrado que el problema de coordinación entre PEG y PET ha sido analizado principalmente con los

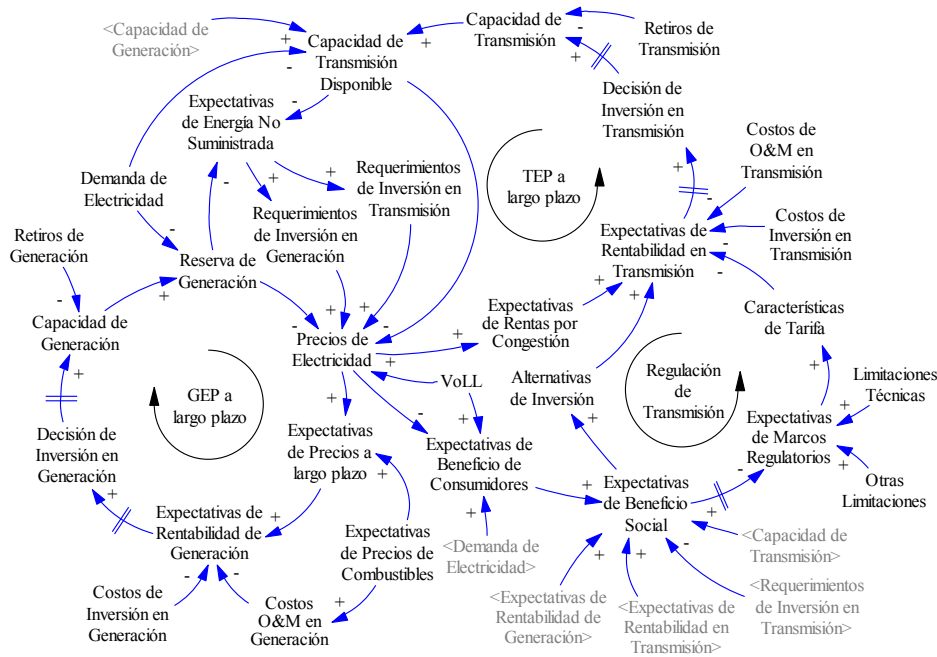


Fig. 1. DLC propuesto para analizar la interacción de los procesos de PEG y PET, y el desarrollo de incentivos para la regulación de la transmisión.

enfoques de optimización, en mayor medida, y de MBA. Algunos trabajos que han propuesto modelos de optimización son [54], [55], [56], [57] y [58]. Algunas referencias de aplicación de MBA, por su parte, son [59], [60] y [61].

#### IV. PROPUESTA DE ANÁLISIS DE INTERACCIÓN DE LOS PROCESOS DE PEG Y PET CON SD

De acuerdo a la revisión detallada previamente, puede concluirse que hasta el momento no se han presentado trabajos que evalúen la interacción entre incentivos de inversión de generación y transmisión, mediante el enfoque de simulación DS, en mercados eléctricos liberalizados. En ese contexto, el principal aporte de este trabajo consiste en definir, a través de un DLC, una estructura capaz de representar el proceso de retroalimentación de PEG y PET, basado en señales del mercado, en conjunto y de manera interactiva, incluyendo la descripción de incentivos para el establecimiento de marcos regulatorios en el segmento de transmisión. Un ejemplo de este enfoque mixto para el análisis de inversiones en transmisión es incluido en [62], en donde se evalúa la posibilidad de inversión de una compañía privada bajo una estructura mercantil, con la opción de cambiar a rentas reguladas en caso de una evolución desfavorable de las condiciones del mercado. El DLC elaborado se muestra en la Fig. 1.

La propuesta corresponde a una ampliación del modelo de presentado en [2], el cual explica el flujo de información que gobierna la PEG en el contexto de estudio. En ese sentido, este trabajo incorpora otros tres lazos de retroalimentación, todos ellos lazos de equilibrio: el primero, explica el proceso de PET a largo plazo; el segundo, el origen de interacción entre los procesos de PEG y PET, y el tercero, los incentivos para la regulación de la transmisión. Con la intención expresa de vincular los lazos de PEG y PET, se incluye la variable Expectativas de Energía No Suministrada; asimismo, se considera que los incentivos para

la regulación están guiados por los precios de la electricidad, e influyen, finalmente, en las expectativas de rentabilidad en transmisión, determinantes del lazo de PET.

Al igual como ocurriese con el lazo de PEG, el de PET estará guiado por el aumento de los precios de la electricidad, debido a que ello estimula expectativas de rentas por congestión en los inversores. Las mismas determinan, a su vez, la formación de expectativas de rentabilidad de eventuales emprendimientos, en función a expectativas de costos de inversión, así como también, los correspondientes a operación y mantenimiento. En ese contexto, la puesta en servicio de nuevas líneas de transmisión estará análogamente condicionada por retardos, tanto el de decisión de inversión, debido a la necesidad de desarrollar una certidumbre suficiente acerca de la recuperación del capital invertido, como el de construcción. De esta manera, la nueva capacidad de transmisión se encontrará determinada por la capacidad actual, el retiro de instalaciones que han cumplido con su vida útil y la adición de los nuevos emprendimientos. El aumento de las capacidades de transmisión y de generación será ajustado respecto al crecimiento de la demanda para establecer la Capacidad de Transmisión Disponible, variable análoga a la Reserva de Generación en el lazo de PEG, y cuyo aumento influirá nuevamente, y de manera inversamente proporcional, en los precios de la electricidad, debido al alivio de la congestión de las líneas de transmisión, percibida inicialmente.

La necesidad de coordinar la planificación de emprendimientos de generación y transmisión surgirá a partir de la determinación de Expectativas de Energía No Suministrada en el sistema, las cuales serán definidas, a su vez, luego de comparar los déficits existentes de Reserva de Generación y Capacidad de Transmisión Disponible. Este vínculo tiene como objetivo representar expresamente la interacción entre los resultados de los procesos de PEG y PET a largo plazo, de manera tal que los requerimientos

de inversión en ambos segmentos surjan como consecuencia del aumento de dichas expectativas, debido a la disminución de cualquiera de los márgenes de disponibilidad considerados. Finalmente, y de forma general, el nuevo nivel de precios predominante del mercado estará marcado por ambos requerimientos inversión, así como por la Reserva de Generación y la Capacidad de Transmisión Disponible, teniendo también como referencia al Valor de Pérdida de Carga (VOLL, *Value of Lost Load*) vigente.

Con respecto al desarrollo de incentivos para la regulación de transmisión, los precios de la electricidad servirán como referencia a los organismos reguladores para determinar las expectativas de beneficio de los consumidores, junto con el VOLL y la demanda. Dichas expectativas, además de las correspondientes expectativas de rentabilidad en generación y transmisión, la Capacidad de Transmisión Disponible y los requerimientos de inversión respectivos, determinarán la formación de expectativas del beneficio social a ser obtenido de los eventuales emprendimientos de infraestructura eléctrica, teniendo como referencia la definición establecida en [63]. Cabe resaltar que el ajuste entre la Capacidad de Transmisión Disponible y los requerimientos de inversión respectivos se incluyen de manera explícita para enfatizar la consideración de la congestión de las líneas como determinante de los precios que afectan a los consumidores. Siguiendo con el curso del lazo, la disminución del gradiente de expectativas de beneficio social incentivará el estudio de ajuste sobre las condiciones regulatorias vigentes para la actividad de transmisión, luego de un retardo, dado por la existencia de períodos regulatorios; un aumento, por su parte, potenciará el desarrollo de alternativas de inversión. El establecimiento de tarifas reguladas, finalmente, afectará a la formación de expectativas de rentabilidad de este tipo de agentes, las cuales, en el marco de un ambiente perfectamente competitivo, dependerían, exclusivamente, de las rentas por congestión.

## V. CONCLUSIONES

Este trabajo contiene una recopilación literaria acerca del empleo del enfoque de simulación de DS en el marco de la expansión de los segmentos que componen un sistema eléctrico de potencia. En ese sentido, el principal aporte ha consistido en proponer delineamientos válidos para analizar y alentar la coordinación a largo plazo entre las decisiones de inversión en los segmentos de generación y transmisión, y la maximización del beneficio social, en el contexto de un mercado eléctrico liberalizado.

La propuesta mencionada, en forma de DLC, es descrita mediante el seguimiento del flujo de información a través de los lazos de retroalimentación; se enfatiza en la identificación de las variables que vinculan a los mismos, y en los retardos existentes, los cuales no fueron considerados de manera sistemática por los modelos revisados, y son, finalmente, una fuente importante de dinámica en el sistema. El mecanismo de equilibrio planteado pretende ser responsable de mantener un adecuado margen de reserva, tanto de generación como de transmisión, para garantizar la disponibilidad de electricidad en el largo plazo.

Como investigación futura en el campo de la simulación de mercados eléctricos con SD, se plantea la ampliación

del DLC propuesto, de manera a incluir, por ejemplo, un lazo de incentivos a las fuentes alternativas, en el marco de la PEG. Asimismo, puede considerarse el modelado de la demanda como variable endógena del sistema. Por último, puede incluirse la formulación matemática de las variables del modelo y, en consonancia con lo anterior, el diseño del diagrama *Stock-and-Flow* del proceso.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) de Paraguay por su apoyo financiero para la realización de este trabajo, en el marco del proyecto 14-INV-271, en cooperación con la Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción.

## REFERENCIAS

- [1] S. Ahmad, R. M. Tahar, F. Muhammad-Sukki, A. B. Munir, and R. A. Rahim, "Application of system dynamics approach in electricity sector modelling: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 29–37, 2016.
- [2] 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.
- [3] C. Weber, "Das investitionsparadox in wettbewerblchen strommärkten," *ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 52, no. 11, pp. 756–759, 2002.
- [4] E. P. Coyle, "Economists' stories, and culpability in deregulation," *The Electricity Journal*, vol. 15, no. 8, pp. 90–96, 2002.
- [5] S. Deng, S. Meliopoulos, T. Mount, H. Sun, F. Yang, G. Stefopoulos, X. Cai, J. Ju, and Y. Lee, "Modeling market signals for transmission adequacy issues: valuation of transmission facilities and load participation contracts in restructured electric power systems," *PSERC project, ongoing*, 2007.
- [6] J. A. Rotger and F. A. Felder, "Reconciling market-based transmission and transmission planning," *The Electricity Journal*, vol. 14, no. 9, pp. 31–43, 2001.
- [7] D. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons, Ltd, 2004.
- [8] P. Vasquez and F. Olsina, "Valuing flexibility of DG investments in transmission expansion planning," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*. IEEE, 2007, pp. 695–700.
- [9] G. A. Blanco, F. G. Olsina, O. A. Ojeda, and F. F. Garcés, "Transmission expansion planning under uncertainty - The role of FACTS in providing strategic flexibility," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. IEEE, 2009, pp. 1–8.
- [10] G. Baum, F. Olsina, F. Garces, and G. Blanco, "Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión en mercados eléctricos - estado del arte," in *XVI Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE*, 2015.
- [11] H. Yuan, "Systems Dynamics modeling for understanding transmission investment incentives," Ph.D. dissertation, Washington State University, 2009.
- [12] W. Hogan, "Financial Transmission Right formulations," *Report, Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Cambridge, MA*, 2002.
- [13] W. W. Hogan, "Transmission investment and competitive electricity markets," Harvard University, John F. Kennedy School of Government, Center for Business and Government, 1998.
- [14] P. L. Joskow and J. Tirole, "Transmission rights and market power on electric power networks," *The Rand Journal of Economics*, pp. 450–487, 2000.
- [15] P. Joskow and J. Tirole, "Merchant transmission investment\*," *The Journal of industrial economics*, vol. 53, no. 2, pp. 233–264, 2005.
- [16] J. D. Sterman *et al.*, "A skeptic's guide to computer models," *Managing a nation: The microcomputer software catalog*, vol. 2, pp. 209–229, 1991.
- [17] M. Ventosa, A. Baillo, A. Ramos, and M. Rivier, "Electricity market modeling trends," *Energy policy*, vol. 33, no. 7, pp. 897–913, 2005.
- [18] F. Olsina, "Long-term dynamics of liberalized electricity markets," *Universidad Nacional de San Juan, Argentina*, 2005.
- [19] P. Frezzi, F. Garcés, and H.-J. Haubrich, "Analysis of short-term bidding strategies in power markets," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*. IEEE, 2007, pp. 971–976.
- [20] J. D. Sterman, *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world*. Irwin/McGraw-Hill Boston, 2000, vol. 19.

- [21] A. Ford, "Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States," *Energy Policy*, vol. 27, no. 11, pp. 637–658, 1999.
- [22] A. Ford, "Waiting for the boom: a simulation study of power plant construction in California," *Energy Policy*, vol. 29, no. 11, pp. 847–869, 2001.
- [23] A. Botterud, M. Korpas, K. Vogstad, and I. Wangensteen, "A dynamic simulation model for long-term analysis of the power market," *14th PSCC, Session*, vol. 12, pp. 1–7, 2002.
- [24] T. Kadoya, T. Sasaki, S. Ihara, E. Larose, M. Sanford, A. K. Graham, C. A. Stephens, and C. K. Eubanks, "Utilizing System Dynamics modeling to examine impact of deregulation on generation capacity growth," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 2060–2069, 2005.
- [25] F. Olsina and F. F. Garcés, "Stochastic modeling of the long-term dynamics of liberalized electricity markets," in *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. IEEE, 2008, pp. 1–6.
- [26] A. Pereira and J. Saraiva, "A decision support tool for generation expansion planning in competitive markets using System Dynamics models," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. IEEE, 2009, pp. 1–7.
- [27] P. Bodger and T. Jalal, "The development of a System Dynamics model for electricity generation expansion in New Zealand," University of Canterbury. Electrical and Computer Engineering, 2010.
- [28] J. Sánchez, J. Barquín, E. Centeno, and A. López-Peña, "System Dynamics models for generation expansion planning in a competitive framework: oligopoly and market power representation," in *Proceedings of the 25th International Conference of the System Dynamic Society, Boston*, 2007.
- [29] J. J. Sánchez, J. Barquín, E. Centeno, and A. López-Peña, "A multi-disciplinary approach to model long-term investments in electricity generation: Combining System Dynamics, Credit Risk Theory and Game Theory," in *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. IEEE, 2008, pp. 1–8.
- [30] G. P. Kilanc and I. Or, "A decision support tool for the analysis of pricing, investment and regulatory processes in a decentralized electricity market," *Energy Policy*, vol. 36, no. 8, pp. 3036–3044, 2008.
- [31] M. Assili, M. H. J. DB, and R. Ghazi, "An improved mechanism for capacity payment based on System Dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment," *Energy Policy*, vol. 36, no. 10, pp. 3703–3713, 2008.
- [32] M. Hasani-Marzooni and S. H. Hosseini, "Dynamic analysis of various investment incentives and regional capacity assignment in Iranian electricity market," *Energy policy*, vol. 56, pp. 271–284, 2013.
- [33] N. Hary, V. Rioux, and M. Sagan, "The electricity generation adequacy problem: Assessing dynamic effects of capacity remuneration mechanisms," *Energy Policy*, vol. 91, pp. 113–127, 2016.
- [34] R. L. Jordan, "Incorporating endogenous demand dynamics into long-term capacity expansion power system models for developing countries," Ph.D. dissertation, Massachusetts Institute of Technology, 2013.
- [35] M. Pourhossein, N. Nahavandi, and M. Sheikh-El-Eslami, "Transition in Iran's electricity market considering the policies on elimination of electricity subsidies: System Dynamics application," *International Journal of Industrial Engineering*, vol. 25, no. 4, pp. 263–270, 2014.
- [36] K. Vogstad, A. Botterud, K. M. Maribu, and S. Grenaa, "The transition from fossil fuelled to a renewable power supply in a deregulated electricity market," in *Proceedings of the International Conference on System Dynamics*, 2002.
- [37] A. Dimitrovski, A. Ford, and K. Tomsovic, "An interdisciplinary approach to long-term modelling for power system expansion," *International journal of critical infrastructures*, vol. 3, no. 1-2, pp. 235–264, 2006.
- [38] R. Collins, W. Gowharji, A. Habib, R. Alwajeeh, S. Connors, and A. Alfari, "Evaluating scenarios of capacity expansion given high seasonal variability of electricity demand: The case of Saudi Arabia," in *Proceedings of the 31st International Conference of the System Dynamics Society, Cambridge, MA, USA*, 2013, pp. 21–25.
- [39] E. Loonen, E. Pruyt, and C. Hamarat, "Exploring carbon futures in the EU power sector: Using exploratory System Dynamics modelling and analysis to explore policy regimes under deep uncertainty," in *Proceedings of the 31st International Conference of the System Dynamics Society, Cambridge, USA, 21-25 July 2013*. System Dynamics Society, 2013.
- [40] H. Quadrat-Ullah, "Understanding the dynamics of electricity generation capacity in Canada: A System Dynamics approach," *Energy*, vol. 59, pp. 285–294, 2013.
- [41] C. Tziogas and P. Georgiadis, "Investigating the causalities for cleaner and affordable electricity production mix: A System Dynamics methodological approach," *CHEMICAL ENGINEERING*, vol. 35, 2013.
- [42] S. Ahmad and R. bin Mat Tahar, "Using System Dynamics to evaluate renewable electricity development in Malaysia," *Kybernetes*, vol. 43, no. 1, pp. 24–39, 2014.
- [43] D. Blumberga, A. Blumberga, A. Barisa, M. Rosa, and D. Lauka, "Modelling the Latvian power market to evaluate its environmental long-term performance," *Applied Energy*, vol. 162, pp. 1593–1600, 2016.
- [44] E. Alishahi, M. P. Moghaddam, and M. Sheikh-El-Eslami, "A System Dynamics approach for investigating impacts of incentive mechanisms on wind power investment," *Renewable energy*, vol. 37, no. 1, pp. 310–317, 2012.
- [45] M. Hasani-Marzooni and S. H. Hosseini, "Short-term market power assessment in a long-term dynamic modeling of capacity investment," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 2, pp. 626–638, 2013.
- [46] J. Tejada and S. Ferreira, "Applying systems thinking to analyze wind energy sustainability," *Procedia Computer Science*, vol. 28, pp. 213–220, 2014.
- [47] C.-W. Hsu, "Using a System Dynamics model to assess the effects of capital subsidies and feed-in tariffs on solar PV installations," *Applied Energy*, vol. 100, pp. 205–217, 2012.
- [48] C. Jeon and J. Shin, "Long-term renewable energy technology valuation using System Dynamics and Monte Carlo simulation: photovoltaic technology case," *Energy*, vol. 66, pp. 447–457, 2014.
- [49] O. A. Ojeda and F. F. Garcés, "Modelling the dynamic of a merchant interconnection under various energy scenarios," in *EUROCON, 2007. The International Conference on "Computer as a Tool"*. IEEE, 2007, pp. 2096–2103.
- [50] O. A. Ojeda, F. Olsina, and F. Garcés, "Simulation of the long-term dynamic of a market-based transmission interconnection," *Energy Policy*, vol. 37, no. 8, pp. 2889–2899, 2009.
- [51] C. Ochoa, I. Dyrner, and C. J. Franco, "Simulating power integration in Latin America to assess challenges, opportunities, and threats," *Energy Policy*, vol. 61, pp. 267–273, 2013.
- [52] C. Ochoa and A. van Ackere, "Does size matter? Simulating electricity market coupling between Colombia and Ecuador," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, pp. 1108–1124, 2015.
- [53] C. Ochoa and O. Gore, "The Finnish power market: Are imports from Russia low-cost?" *Energy Policy*, vol. 80, pp. 122–132, 2015.
- [54] J. H. Roh, M. Shahidehpour, and Y. Fu, "Market-based coordination of transmission and generation capacity planning," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 4, pp. 1406–1419, 2007.
- [55] J. H. Roh, M. Shahidehpour, and L. Wu, "Market-based generation and transmission planning with uncertainties," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 3, pp. 1587–1598, 2009.
- [56] B. Alizadeh and S. Jadid, "Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 5, no. 9, pp. 948–960, 2011.
- [57] L. Xiaotong, L. Yimei, Z. Xiaoli, and Z. Ming, "Generation and transmission expansion planning based on Game Theory in power engineering," *Systems Engineering Procedia*, vol. 4, pp. 79–86, 2012.
- [58] I. Sharan and R. Balasubramanian, "Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints," *Energy Policy*, vol. 43, pp. 275–284, 2012.
- [59] J. Yen, Y. Yan, J. Contreras, P.-C. Ma, and F. F. Wu, "Multi-agent approach to the planning of power transmission expansion," *Decision Support Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 279–290, 2000.
- [60] E. Gnansounou, S. Pierre, A. Quintero, J. Dong, and A. Lahlou, "A Multi-agent approach for planning activities in decentralized electricity markets," *Knowledge-Based Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 406–418, 2007.
- [61] A. Motamedi, H. Zareipour, M. O. Buygi, and W. D. Rosehart, "A transmission planning framework considering future generation expansions in electricity markets," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 4, pp. 1987–1995, 2010.
- [62] G. A. Blanco, R. M. Pringles, F. G. Olsina, and F. F. Garcés, "Valuing a flexible regulatory framework for transmission expansion investments," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. IEEE, 2009, pp. 1–8.
- [63] M. Osthués, C. Rethanz, and G. Blanco, "Strategic investments and regulatory framework for distribution system planning under uncertainty: An option game approach," in *15th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. PMAAPS, 2012, pp. 1–8.



IEEE ARGENCON 2016


IEEE  
Argentina Section



CERTIFICADO DE ASISTENTE A ARGENCON 2016  
IEEE Argentina Section, certifica que

# DANIEL ALBERTO RIOS FESTNER

*Presentó el Artículo 228: "Analysis of Power Systems Expansion Processes based on System Dynamics - State-of-the-Art" y el Artículo 230: "Electrical Service Quality Improvement in Asunción and Metropolitan Area through an Analysis of Reliability Indexes" en el marco del Congreso IEEE ARGENCON 2016, los días 15 al 17 de Junio del presente año, desarrollado en la Universidad Tecnológica Nacional, Regional Buenos Aires.*



---

**Dra. D. López De Luise**  
Past President  
IEEE Argentina Section  
Presidente del Comité Revisor



---

**Ing. Marcelo Doallo**  
Presidente  
IEEE Argentina Section