

**Comitê de Estudos CE - Título do Comitê de Estudos CE**

**DETERMINACIÓN DEL PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN DE CADA PAÍS Y  
EVALUACIÓN DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA REGIONAL CONTEMPLANDO  
ALTA PENETRACIÓN DE FUENTES RENOVABLES**

**R. C. PEREZ\***  
PSR  
Brasil

**S. BINATO**  
PSR  
Brasil

**L. OKAMURA**  
PSR  
Brasil

**D. BAYMA**  
PSR  
Brasil

**I. CARVALHO**  
PSR  
Brasil

**W. MORAIS**  
PSR  
Brasil

***Resumen** – Este Trabajo Técnico tiene como objetivo presentar (i) una metodología para la determinación del plan óptimo de expansión de generación y transmisión de cada país y (ii) también una propuesta de evaluación de los beneficios logrados con interconexiones regionales. Los resultados de la aplicación de estas metodologías propuestas en este Trabajo Técnico se ilustran con un estudio de caso considerando interconexiones que involucran los sistemas SINEA y Cono Sur que hace parte de un reciente estudio de interconexión sudamericano, patrocinado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El estudio incluye nueve países (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú y Uruguay) con un área similar a la Unión Europea o los Estados Unidos.*

***Palabras clave:** planificación de expansión de la generación; optimización; integración de fuentes renovables; interconexiones internacionales.*

## **1 INTRODUCCIÓN**

Como se conoce, el potencial energético de la región latinoamericana es grande y no está explorado de una forma igualitaria entre los países. Por ejemplo, se destaca el potencial de la región en combustibles fósiles (petróleo en Venezuela, Colombia y Brasil; gas natural en Bolivia y Perú; carbón en Colombia etc.) y también en recursos renovables (hidroelectricidad, eólicas, solar, etc.). Además, los desafíos operativos de los sistemas son cada vez mayores con la alta penetración de fuentes renovables intermitentes. Una de las formas más efectivas de fomentar el desarrollo de este gran potencial energético inexplorado y también administrar la variabilidad de las fuentes renovables es mediante la construcción de interconexiones energéticas entre los países de forma que posibiliten la implementación de políticas operativas que optimizan la utilización de los recursos disponibles, conectando la demanda a las fuentes de producción y aprovechando el efecto portafolio de las regiones interconectadas con diversos patrones de producción.

La evaluación económica de estas nuevas interconexiones regionales requiere: (i) modelación estocástica de la correlación espacial de los caudales y del viento; (ii) determinación del plan óptimo de expansión de generación y transmisión de cada país; (iii) cálculo de reservas probabilísticas de generación (considerando las fluctuaciones conjuntas de las energías renovables y la carga); y (iv) simulaciones probabilísticas de la operación del sistema regional con resolución horaria a lo largo del período de planificación (que en el caso de este Trabajo Técnico es de veinte años – 2017-2036).

Teniendo en cuenta todos los hechos anteriormente mencionados, este Trabajo Técnico incluye: (a) descripción de las metodologías y modelos de optimización estocástica multietapa para la planificación de la expansión y operación de sistemas eléctricos de grande porte como son el SINEA (formado por los países: Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú) y el Cono Sur (conformada por los siguientes países: Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay) y (b) descripción de los esquemas analíticos para evaluar los beneficios de cada interconexión.

---

\* ricardo@psr-inc.com (R. C. Perez)

## 2 LA REGIÓN SUDAMERICANA

Como mencionado anteriormente, los estudios de simulación para evaluación de los beneficios de interconexiones que involucran los sistemas SINEA y Cono Sur implica en la representación de los nueve países presentados en la sesión anterior, los cuales fueron modelados en detalle en este estudio, es decir, todo el parque de generación y transmisión de cada uno de ellos. La tabla en la secuencia presenta las estimativas de las demandas y capacidades instaladas por país para el año inicial del horizonte de las simulaciones.

TABLA I – CAPACIDAD INSTALADA y DEMANDA – CONDICIÓN INICIAL

Región	Sistema	Demanda (GWh)	Demanda de Punta (MW)	Capacidad Instalada (MW)
SINEA	Bolivia	9,180	1,482	2,081
	Chile	72,831	10,434	24,660
	Colombia	68,959	11,482	16,898
	Ecuador	23,518	4,036	7,794
	Perú	47,006	6,876	10,843
Cono Sur	Argentina	141,693	23,393	34,855
	Brasil	592,947	84,729	145,095
	Paraguay	14,542	2,620	8,284
	Uruguay	11,073	1,888	3,880

Importante mencionar que para el horizonte 2017-2021 se asumió que no existe tiempo suficiente para desarrollar nuevas expansiones de la oferta que no las que ya estén decididas como parte de los planes de expansión de corto plazo de cada uno de los países. Para el horizonte posterior, de 2022 hasta 2036, el plan de expansión de los países será objeto de estudio de este Trabajo Técnico. Por lo tanto, para que la tarea de optimización de la expansión del parque generador de cada país sea posible, se hace necesario determinar los proyectos candidatos, los cuales son presentados en la próxima sesión.

Además de los candidatos, si hacen necesarios también escenarios de proyección de (i) demanda e y (ii) de precios de combustibles. Para (i), se utilizó un modelo econométrico desarrollado que toma como base las proyecciones para el crecimiento del PIB y para (ii) se consideró los precios practicados en cada uno de los países y escenarios de proyección de precio para los combustibles segundo el Banco Mundial.

## 3 PROYECTOS CANDIDATOS

Los proyectos candidatos para los estudios de expansión de la generación se definieron conforme se describe abajo.

**Proyectos de hidroeléctricas:** como estos proyectos dependen de inventario (con informaciones específicas y detalladas de cada uno), sus informaciones fueron proporcionadas por el representante de cada país indicado por el BID. Un resumen del potencial hidroeléctrico considerado para la expansión de largo plazo de los países se presenta en la tabla a continuación:

TABLA II – RESUMEN DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CANDIDATOS

País	Número de Proyectos	Potencial Total [MW]
Argentina	2	630
Brasil	41	28,796
Chile	3	1,030
Colombia	5	282
Ecuador	3	3,134
Perú	23	5,041

**Proyectos de termoelectricas:** para cada tipo de sub-tecnología, fueron definidas centrales genéricas como candidatas en todos los sistemas. La tabla a continuación ilustra los principales datos de los proyectos candidatos considerados:

TABLA III – CENTRALES TÉRMICAS CANDIDATAS

Nombre	Costo Inversión		Potencia Instalada [MW]
	[US\$/kW]	[MUS\$]	
Termoeléctrica de Ciclo Abierto	700	70	100
Termoeléctrica de Ciclo Combinado	941	235 / 282 / 329 / 423	250 / 300 / 350 / 450
Termoeléctrica a Carbón	2,285	571	250
Termoeléctrica a Bunker	800	64	80
Termoeléctrica a Diésel	700	56	80

**Proyectos de renovables no convencionales:** definidos a través de una metodología desarrollada para este estudio con base en el potencial eólico y solar de cada uno de los sistemas, la cual será presentada a continuación.

En primer lugar, la definición de los escenarios para las centrales renovables se hace con base en un procedimiento de cinco fases: la captura, el tratamiento y asignación de los datos de fuentes renovables para su representación en las simulaciones de operación de los sistemas eléctricos, tal como se presenta en la figura a continuación:



Figura 1: Proceso para obtener las series de producción de las renovables.

Como resultado del procedimiento, además de obtener los escenarios de producción horarios, se estiman potenciales, factores de capacidad y costos nivelados de los proyectos candidatos ubicados en diferentes regiones en cada uno de los países, conforme ilustra la figura a continuación:

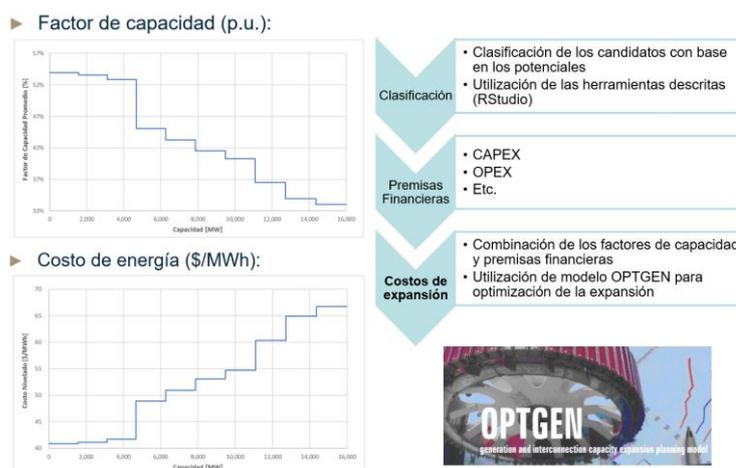


Figura 2: Proceso de creación de proyectos renovables no convencionales.

Las principales regiones para instalación de centrales eólicas, de acuerdo con la información anterior están en Brasil, Argentina, Chile, Perú y Colombia. Con base en la información para el potencial eólico se

definieron proyectos candidatos de fuente eólica en cada uno de los sistemas, observando también la longitud a los sistemas de transmisión.

Para la fuente solar se identificó el potencial por país a partir de la base de datos de PVWatts [1], plataforma de NREL de grande reputación como fuente de información relacionado a la fuente solar. Para esta fuente se destacan los potenciales de Chile, Bolivia, Argentina y Perú. Los sitios de mayor interés, en este caso, están ubicados en el desierto de Atacama en Chile.

**Proyectos de transmisión:** para líneas de transmisión el procedimiento consiste en: (i) definir alternativas de expansión; (ii) determinar la configuración de cada línea en función sus parámetros eléctricos (conductores, MCM, GMR, resistencia y reactancia por kilómetro, susceptancia shunt, ampacidad máxima y etc.) y de la estimación de la longitud de los circuitos; y (iii) determinar el consecuente costo de inversión para la implementación del circuito. Para los transformadores, se estimaron los costos en función de los niveles de voltaje y de las capacidades de transformación. Es importante recordar que los proyectos candidatos de transmisión son definidos con base en una evaluación detallada de las sobrecargas en el sistema a lo largo del horizonte del estudio que debe ser hecha a través de una simulación probabilística de la operación del sistema ya teniendo en cuenta en plan óptimo de expansión de generación como se mostrará en más detalle en la próxima sesión.

## 4 METODOLOGÍA

El problema de expansión de sistemas eléctricos se origina de la necesidad de nuevas inversiones (generación y transmisión) necesarias debido al crecimiento de la demanda y criterios de planificación. Las decisiones de expansión – generación y transmisión – están relacionadas y la selección de la mejor solución es un problema complicado debido a la naturaleza combinatoria del problema. Un enfoque habitual es aplicar la metodología jerárquica, donde el primer paso se basa en la toma de decisiones de generación<sup>1</sup>, minimizando el costo total de inversión y operación a lo largo del horizonte de estudio.

### 4.1 Planificación de Expansión de la Generación (PEG)

En resumen, la tarea de PEG se lleva a cabo a través de una herramienta computacional de optimización que determina el plan de expansión de costo mínimo para un sistema eléctrico, englobando proyectos candidatos hidroeléctricos, térmicos y renovables no convencionales y está integrada con una herramienta de simulación de despacho que representa los detalles de la producción de todas las plantas del sistema. Esta tarea se hace utilizando el modelo OPTGEN [3], [4], [5].

El plan de expansión de menor costo se logra mediante la optimización del *trade-off* entre los costos de inversión para la construcción de nuevos proyectos y el valor esperado de los costos operativos obtenidos a partir del modelo de despacho hidrotérmico estocástico, lo que permite una representación detallada de la operación del sistema bajo incertidumbre. Para los problemas de operación, en este trabajo técnico se utiliza el modelo SDDP [6], [7], [8], [9]. Un resumen de este proceso se presenta en la figura a continuación:

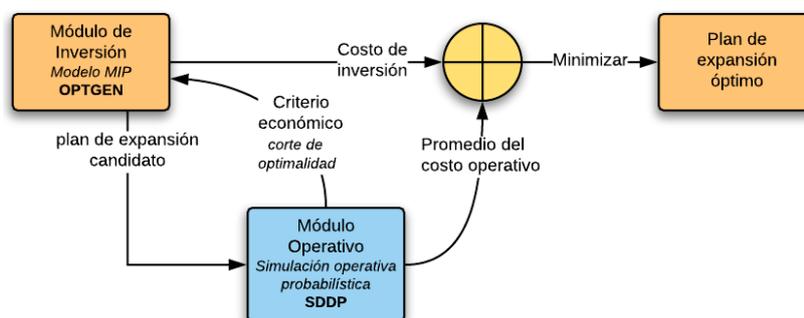


Figura 3: Metodología de la Expansión de la Generación.

<sup>1</sup> Además de proyectos de generación, se puede contemplar en esta etapa también proyectos de transmisión que interconectan diferentes regiones (o áreas eléctricas) de un país con el objetivo de evaluar el *trade-off* de construir más proyectos de generación localmente en cada región o de expandir la transmisión para hacer llegar generación más barata en las regiones receptoras (y esto va a depender de los costos de inversión en los proyectos, tanto de generación como de transmisión, y de los respectivos beneficios en términos de reducción de costos operativos proporcionado por los diferentes planes de expansión. Para más detalles, chequear [2].

Después de obtener el plan de expansión óptimo de generación de cada país, el próximo paso es determinar los refuerzos de transmisión en cada país.

#### 4.2 Planificación de Expansión de la Transmisión (PET)

El procedimiento utilizado para la determinación del PET se resume a continuación:

- En primer lugar, se simular la operación estocástica del sistema utilizando el SDDP con el plan de expansión óptimo de generación para producir escenarios estocásticos de despacho (teniendo en cuenta escenarios de caudales correlacionados con generación renovable intermitente) y la demanda;
- Cada escenario de generación y demanda producido en el paso (i) se representa como un vector de inyecciones en las respectivas barras de generación (inyección positiva) y demanda (negativa) de la red de transmisión;
- El problema de planificación de la transmisión en este caso es minimizar el costo de inversión en transmisión que elimine las sobrecargas para todos los escenarios de despacho (optimización robusta).

El modelo utilizado para esta tarea es el NETPLAN/OPTNET [10], [11], [12] y el diagrama a continuación ilustra de manera más detallada el procedimiento utilizado para determinar el PET:

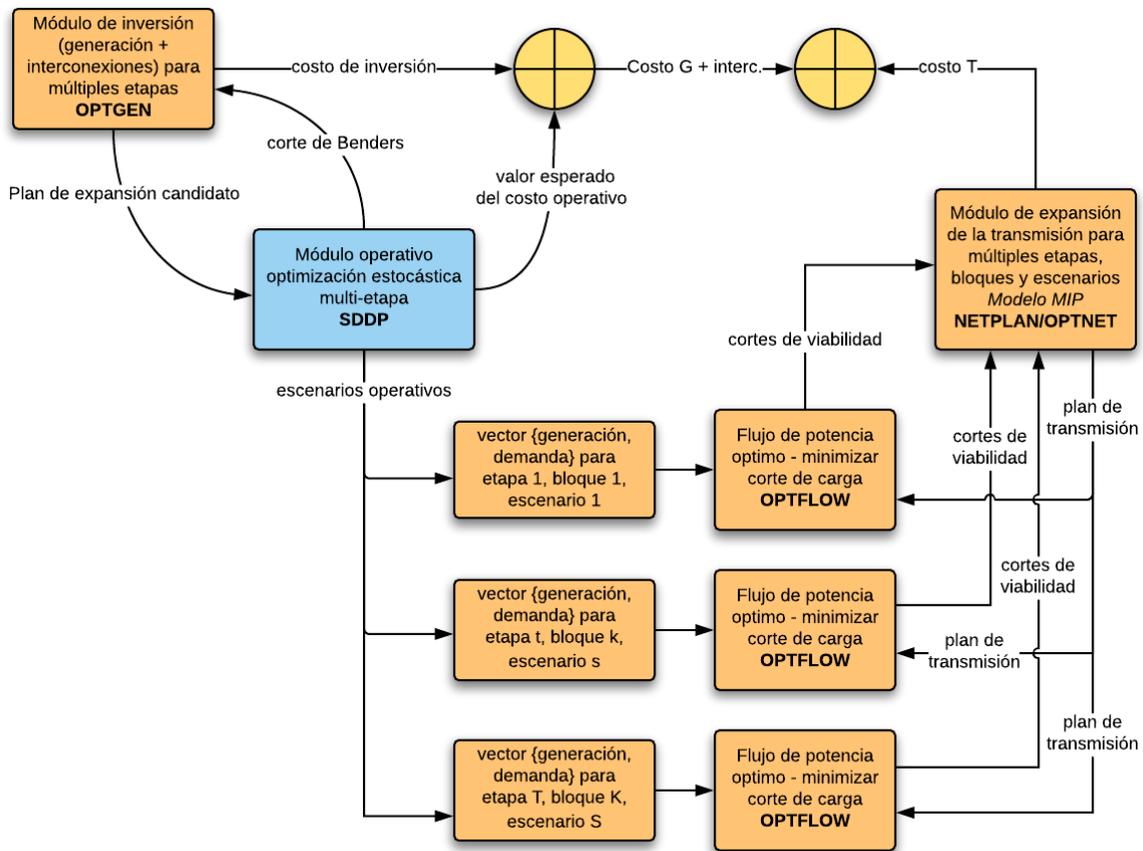


Figura 4: Metodología de la Expansión de la Transmisión.

Al final de esta etapa se tienen los planes de expansión óptimos de generación y de transmisión hasta 2036 para cada uno de los nueve sistemas considerados. Como resumen, las figuras a continuación presentan la evolución del “mix” de generación por sub-tecnología para este estudio en términos de capacidad instalada (2017-2036):

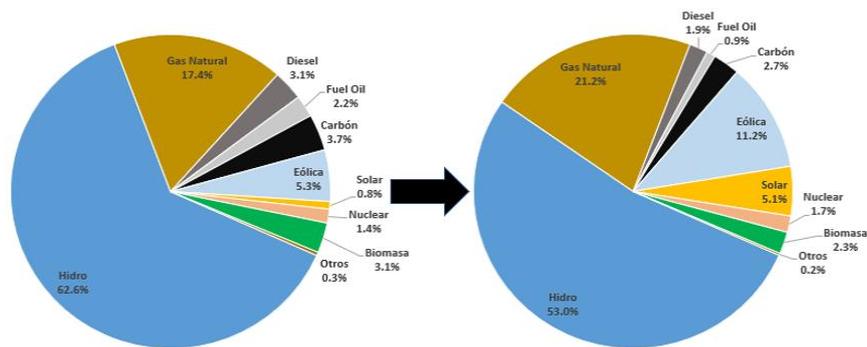


Figura 5: Evolución de la capacidad instalada por sub-tecnología de a) 2017 hasta b) 2036.

El total de potencia instalada en las dos regiones pasa de aproximadamente 247 GW para 435 GW, con destaque para la expansión de fuentes renovables (tanto hidroeléctricas como eólicas y solares) y el decomisionamiento de un tercio de las plantas de “fuel oil” existentes.

### 4.3 Evaluación de los Beneficios Asociados a Interconexiones Regionales

Teniendo los planes de expansión óptimos de cada país, se puede ejecutar el modelo SDDP para simular la operación de los sistemas SINEA y Cono Sur a lo largo del horizonte del estudio. Sin embargo, es muy importante recordar que la rápida penetración de estas nuevas fuentes también ha despertado algunas preocupaciones tanto para planificadores como para operadores por dos motivos principales: (i) la mayoría de estas fuentes no son despachables, es decir, su generación no puede ser controlada por el operador del sistema; y (ii) su producción de energía presenta una fuerte volatilidad, pudiendo cambiar significativamente de una hora a otra. Estos impactos conducen a nuevos desafíos operacionales, entre ellos se destacan situaciones de exceso de oferta, necesidad de rampas rápidas de subida/bajada de generación despachable e incremento en la ciclaje de las térmicas. Por lo tanto, para la correcta evaluación de los beneficios de las interconexiones, se hace necesaria la optimización estocástica multietapa de la operación de los sistemas con resolución horaria, incluyendo la representación de las restricciones operativas detalladas tales como el *unit commitment* y las rampas de subida/bajada de generación despachable. Para más detalles al respecto de los modelos utilizados en este Trabajo Técnico, consultar [13].

Por consiguiente, los resultados de estas simulaciones operativas son utilizados para la aplicación de la nueva metodología propuesta por este Trabajo Técnico de evaluación de los beneficios asociados a interconexiones regionales. Esta nueva metodología consiste en identificar y evaluar cuatro clases de beneficios asociados a interconexiones:

- **Reducción de los costos operativos:** se calcula por la diferencia entre los valores estimados para los gastos con combustibles para suministro de la demanda y penalidades al largo del horizonte completo de planificación;
- **Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>:** se calcula como la diferencia entre los valores estimados para las emisiones de los sistemas operando de forma aislada e interconectada;
- **Aumento de la capacidad firme de suministro:** se estima estableciendo un costo marginal de equilibrio (por ejemplo 65 US\$/MWh<sup>2</sup>) y determinando, en un primer momento, la demanda de en cada sistema a este precio (“demanda crítica”) para posteriormente determinar la nueva “demanda crítica” de los sistemas considerando los intercambios entre los sistemas. El incremento en términos de “demanda crítica” sería la estimativa del potencial de ganancias asociadas a la interconexión entre los sistemas considerados;
- **Reducción del requerimiento de reserva secundaria:** efecto sobre el requisito de reserva secundaria cuando se considera la interconexión como proveedor del servicio (conocido también como *reserve sharing*). Básicamente, la reserva sirve para proteger el sistema de (i) la pérdida del mayor generador del sistema y (ii) de las fluctuaciones conjuntas de demanda y de generación renovable no convencional. Por lo tanto, como las interconexiones permiten

<sup>2</sup> El precio de equilibrio para estimar la “capacidad firme” puede ser visto como el costo marginal de largo plazo de un sistema, indicando que para valores más altos “nueva capacidad” debería ser adicionada al sistema.

que generadores de un sistema provean reserva para otro sistema y reducen la intermitencia global debida al efecto portafolio, ellas acaban reduciendo la reserva total necesaria.

Al final, se presentan también estimativas para el beneficio-costo de llevar a cabo la interconexión regional, donde la idea es calcular el índice de atractivo económico del proyecto (beneficio/costo) para justificar si ella debe ser construida (o no). En este caso, si los beneficios estimados en términos de reducción de los costos operativos exceden los costos de inversión y operación para su implementación, significa que su beneficio es mayor que su costo y por lo tanto debe ser construida.

## 5 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Para este estudio de caso se asume que todas las interconexiones ya planeadas dentro del SINEA entran en operación hasta 2025, conforme indica el estudio para análisis de prefactibilidad técnico económico de interconexión eléctrica de la región [14]. Adicionalmente, fueron evaluadas tres interconexiones: (i) Chile-Perú: línea de 220 kV con capacidad 200 MW entrando en operación en 2022; (ii) Argentina-Chile: nueva línea en 500 kV con capacidad de 1,000 MW entrando en 2028 e interconectando el SINEA con el Cono Sur; y (iii) Chile-Perú II: línea HVDC de 800 MW de capacidad entrando en 2028.

Para ejemplificar la aplicación de la nueva metodología propuesta por este Trabajo Técnico de evaluación de los beneficios asociados a interconexiones regionales, se utiliza un estudio de caso basado en la configuración completa mencionada anteriormente, es decir, se consideran las líneas (i) y (ii) y se evalúan los beneficios que la línea (iii) trae para la operación de toda la región, involucrando tanto el SINEA como el Cono Sur.

La tabla que se presenta a continuación resume los beneficios asociados a la interconexión regional bajo evaluación:

TABLA IV – BENEFICIO DE LA INTERCONEXIÓN REGIONAL

Métrica	Unidad	Horizonte	Sin Interconexión	Con Interconexión	Beneficio
Costos Operativos	Millones de US\$	2017-2036	86,559	86,163	396
Emisiones de CO <sub>2</sub>	Millones de ton. de CO <sub>2</sub> - Promedio Anual	2029-2036	2,771	2,714	57
Capacidad Firme	MW-Promedio	2036	93,307	93,451	144
Reserva de Subida	MW-Promedio Anual	2036	12,031	10,232	15%
Reserva de Bajada	MW-Promedio Anual	2036	9,835	8,758	11%

Cuanto a los costos operativos, los valores presentados anteriormente corresponden al valor presente en 2017 de la reducción de los costos operativos durante el horizonte de planificación que, en esencia, corresponde a diferencias en el intervalo de 2029 y 2036, donde se considera que la interconexión ya está en plena operación.

Además de reducir un monto considerable de emisiones, 144 MW-Promedio de aumento de capacidad firme para un dado precio de equilibrio refleja el beneficio logrado por aprovechar el efecto portafolio asociado a recursos renovables en diferentes regiones con diferentes patrones de generación y estacionalidades a lo largo del tiempo.

Con respecto al requisito de reserva, además de las reducciones tanto de subida como de bajada presentaren alto valor promedio anual, a criterio de ejemplificación, la figura a continuación muestra el promedio de reducción en los días de la semana en cada mes relativo a la reserva de subida:

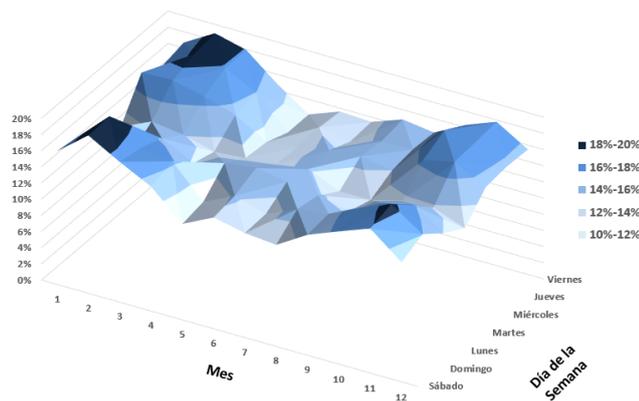


Figura 6: Promedio diario de reducción del requisito de reserva de subida en cada mes.

En este caso, se puede ver en el gráfico que para la reserva de subida la reducción del requisito llega a la orden de 20%.

Por fin, vale mencionar que los costos estimados de implementación del proyecto son de 92 millones de dólares, resultando por consecuencia en un índice beneficio/costo de 4.3, justificando económicamente la importancia de este proyecto evaluado a través de este estudio de caso.

## 6 RECONOCIMIENTO Y AGRADECIMIENTO

Los autores agradecen el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por patrocinar este estudio de interconexión sudamericano de gran valor para toda la región.

## 7 REFERENCIAS

- [1] NREL, “NREL’s PVWatts Calculator”, <https://pvwatts.nrel.gov/>.
- [2] W. S. Morais, R. C. Perez, “Aplicación de un modelo de Expansión de la Generación considerando el Requerimiento de Reserva Probabilística Dinámica en el Sistema Eléctrico Mexicano”, XVIII ERIAC, Brasil, 2019.
- [3] PSR, “OPTGEN – Modelo de Planificación de la Expansión de Generación y de Interconexiones Regionales”, <http://www.psr-inc.com/software-es/?current=p4042>.
- [4] R. C. Perez, S. Binato, D. Quiroga, “Determinación del Plan Óptimo de La Expansión de la Generación del Sistema de la República Dominicana”, XVII ERIAC, Paraguay, Mayo 2017.
- [5] N. Campodónico , S. Binato , R. Kelman , M. Pereira , M. Tinoco , F. Montoya , M. Zhang, F. Mayaki, “Expansion Planning of Generation and Interconnections Under Uncertainty”, Conference: 3rd Balkans Power Conference, At Romania, May 2003.
- [6] PSR, “SDDP – Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red”, <http://www.psr-inc.com/software-es/?current=p4030>.
- [7] M. V. F. Pereira and L. M. V. G. Pinto, “Multi-stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning”, Mathematical Programming, vol. 52, no. 1-3, pp. 359–375, 1991.
- [8] M. V. F. Pereira and L. M. V. G. Pinto, “Stochastic Optimization of Multireservoir Hydroelectric System – a Decomposition Approach”, Water Resource Research, Vol. 21 No. 6, 1985.
- [9] S. Granville, G. C. Oliveira, L. M. Thomé, N. Campodónico, M. L. Latorre, M. Pereira, L. A. Barroso, “Stochastic Optimization of Transmission Constrained and Large Scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework,” Proceedings of the IEEE General Meeting, Toronto, 2003.
- [10] PSR, “NETPLAN – Modelo para la planificación de expansión de la transmisión”, <https://www.psr-inc.com/software-es/?current=p4048>.
- [11] L. Bahiense, G. C. Oliveira, M. V. Pereira, S. Granville, “A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 16, No. 3, 2001.
- [12] S. Binato, M. Pereira and S. Granville, “A New Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 16, No. 2, 2001.
- [13] S. Binato, R. C. Perez, L. Okamura, D. Bayma, I. Carvalho, W. Morais, G. Cunha, J. P. Bastos, M. V. Pereira, “Metodología para Evaluación de Interconexiones”, Revista CIER, edición 74, 2017.
- [14] E. E. Ltda, Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C., KAS, “Estudio para análisis de prefactibilidad técnico económico de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”, 2009.