

C1-06 - Determinación del Plan Óptimo de Expansión de cada País y Evaluación de Interconexión Energética Regional Contemplando Alta Penetración de Fuentes Renovables

*R. C. Perez**

S. Binato

L. Okamura

D. Bayma

I. Carvalho

W. Moraes

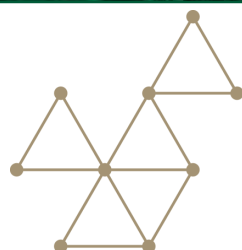
PSR



cigre

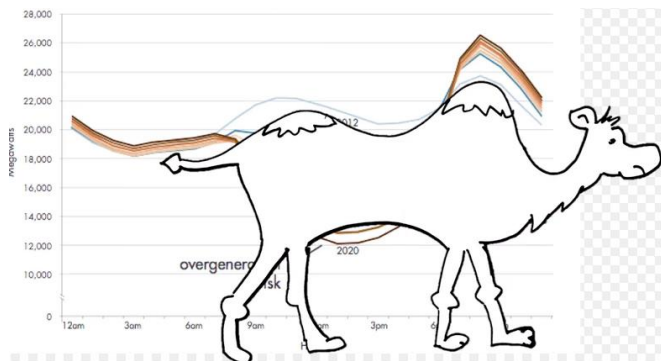
For power system expertise

Brasil

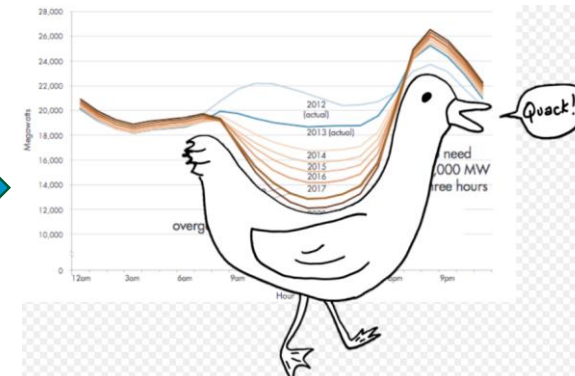


PSR

- Una de las formas más efectivas de fomentar el desarrollo del gran potencial energético renovable todavía inexplorado y también administrar la variabilidad de las fuentes renovables no convencionales 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);
 - (iv) Simulaciones probabilísticas de la operación del sistema regional con **resolución horaria** a lo largo del período de planificación (que en el caso es de veinte años – 2017-2036).



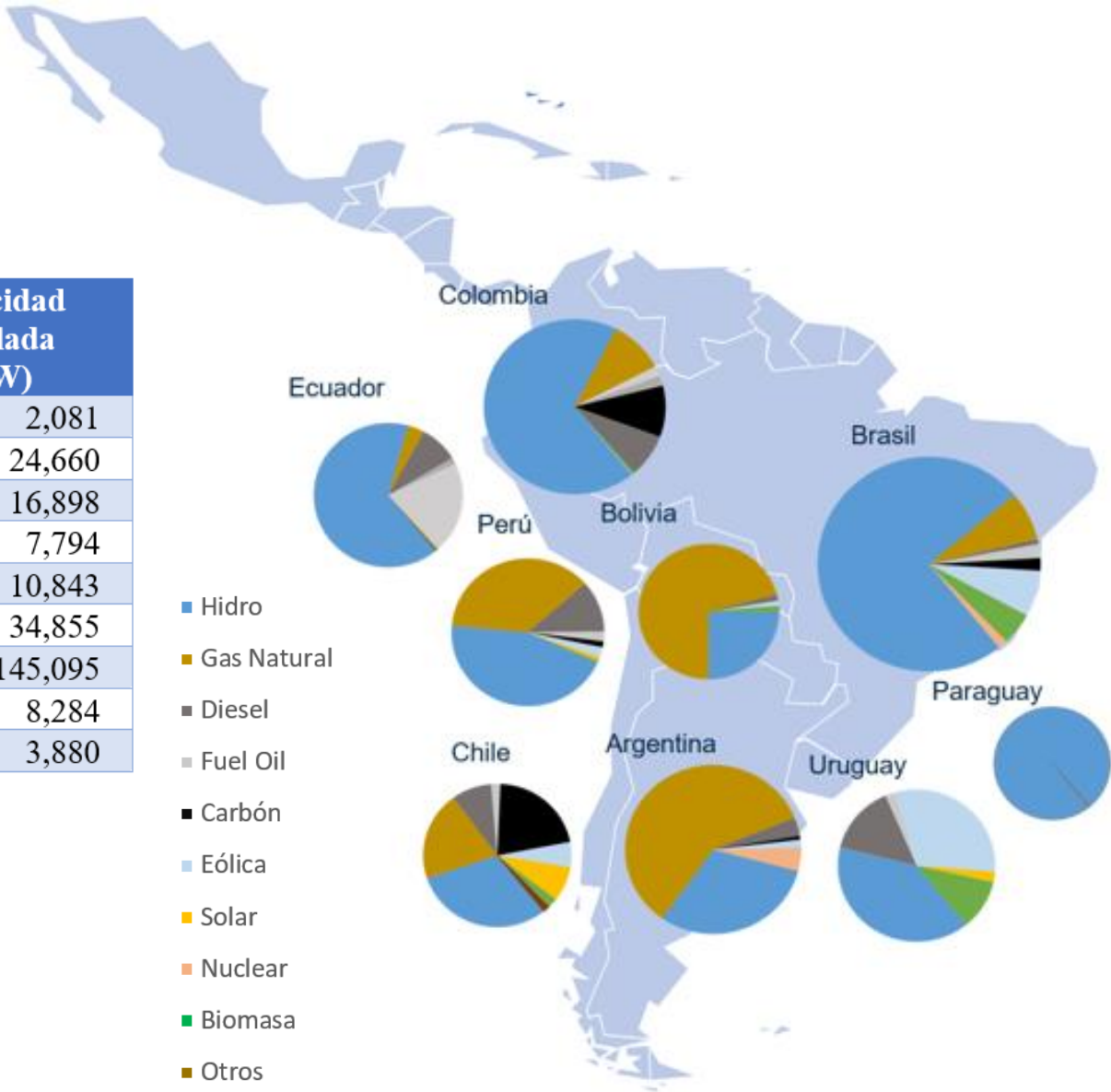
Del dromedario al pato



- Metodología para la determinación del plan óptimo de expansión de generación y transmisión de cada país
- Propuesta de evaluación de los beneficios logrados con interconexiones regionales
- Aplicación de estas metodologías propuestas 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

La Región Sudamericana

| 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 |



Proyectos Candidatos

- Proyectos hidroeléctricos:

| 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 |

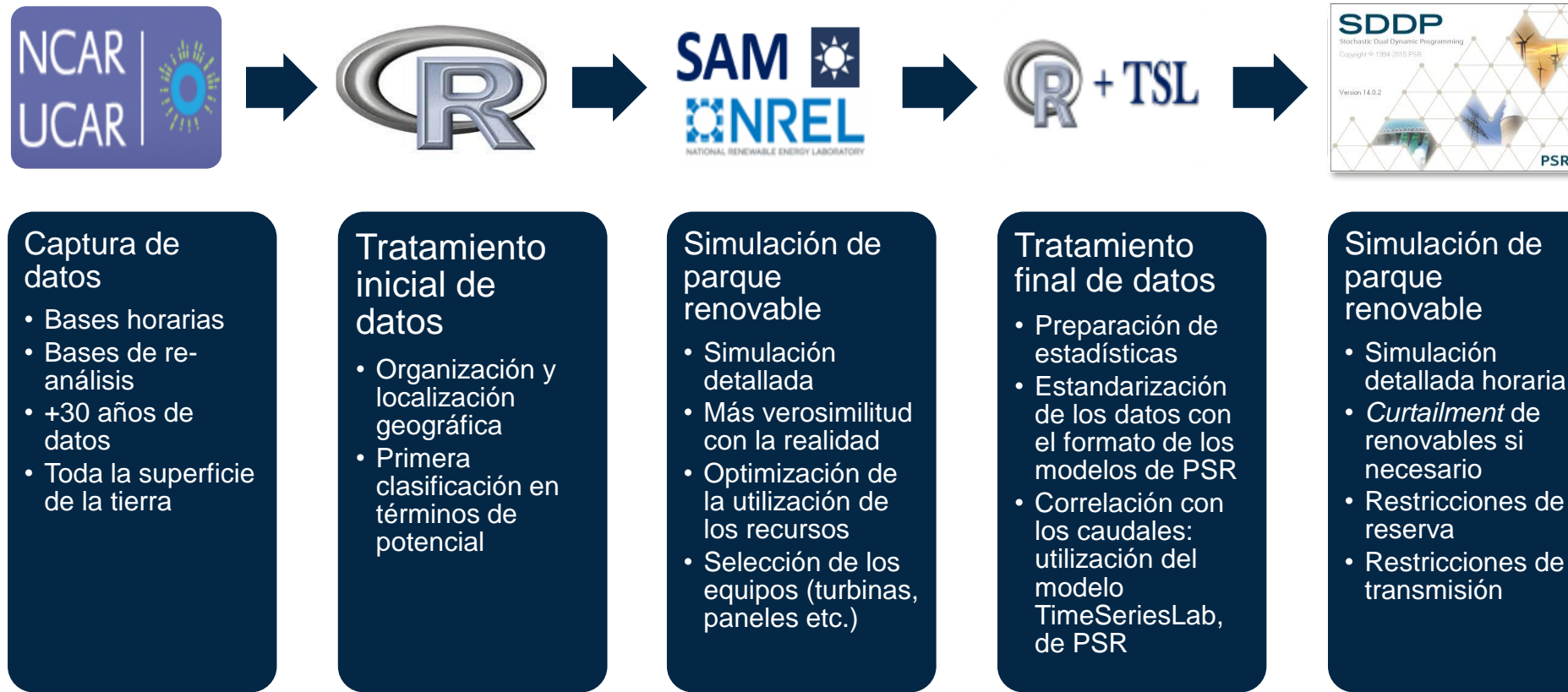
Proyectos Candidatos

- Proyectos termoeléctricos:

| Nombre | Costo Inversión | | Potencia Instalada |
|-----------------------------------|-----------------|-----------------------|-----------------------|
| | [US\$/kW] | [MUS\$] | [MW] |
| 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 Candidatos

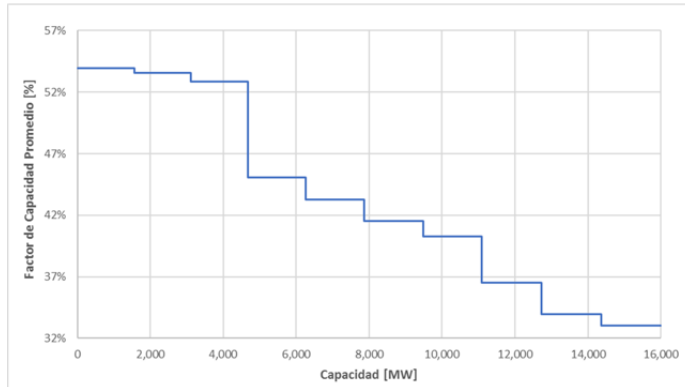
- Proyectos renovables no convencionales:



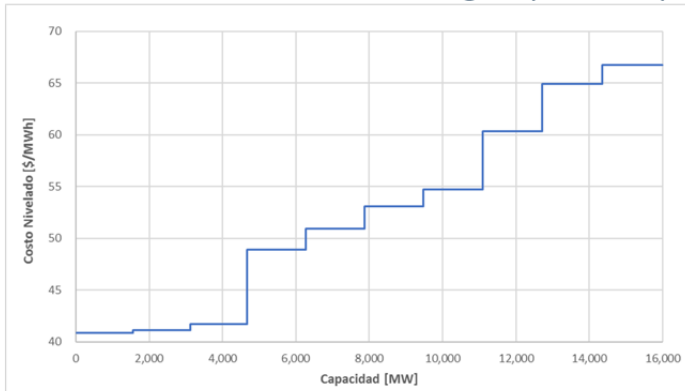
Proyectos Candidatos

• Proyectos renovables no convencionales:

► Factor de Capacidad (p.u.):



► Costo Nivelado de Energía (\$/MWh):



Clasificación

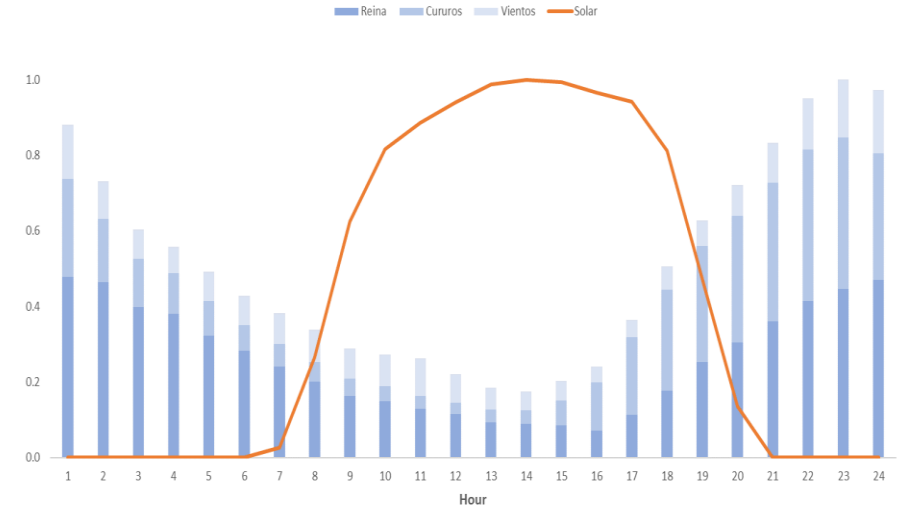
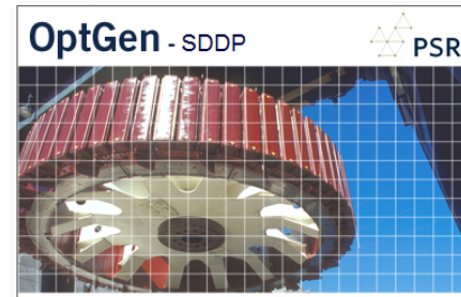
- Clasificación de los candidatos con base en los potenciales
- Utilización de las herramientas descritas (RStudio)

Premisas Financieras

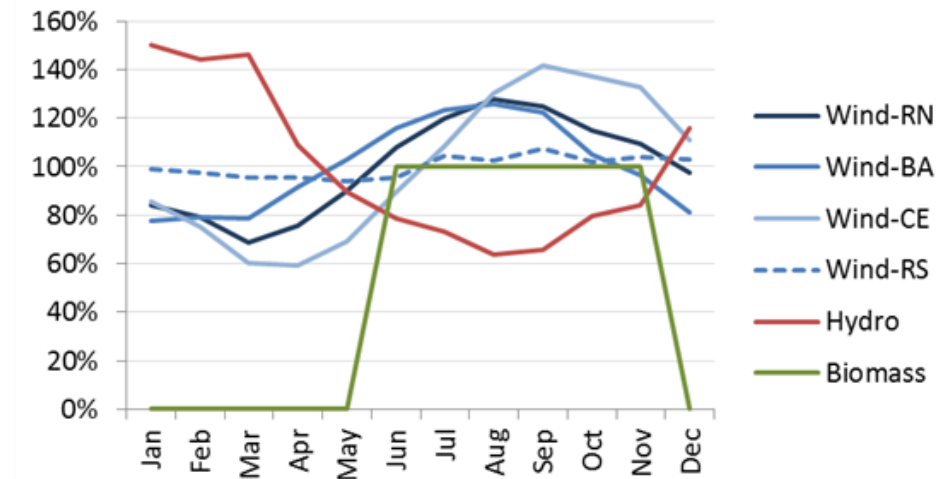
- CAPEX
- OPEX
- Etc.

Costos de expansión

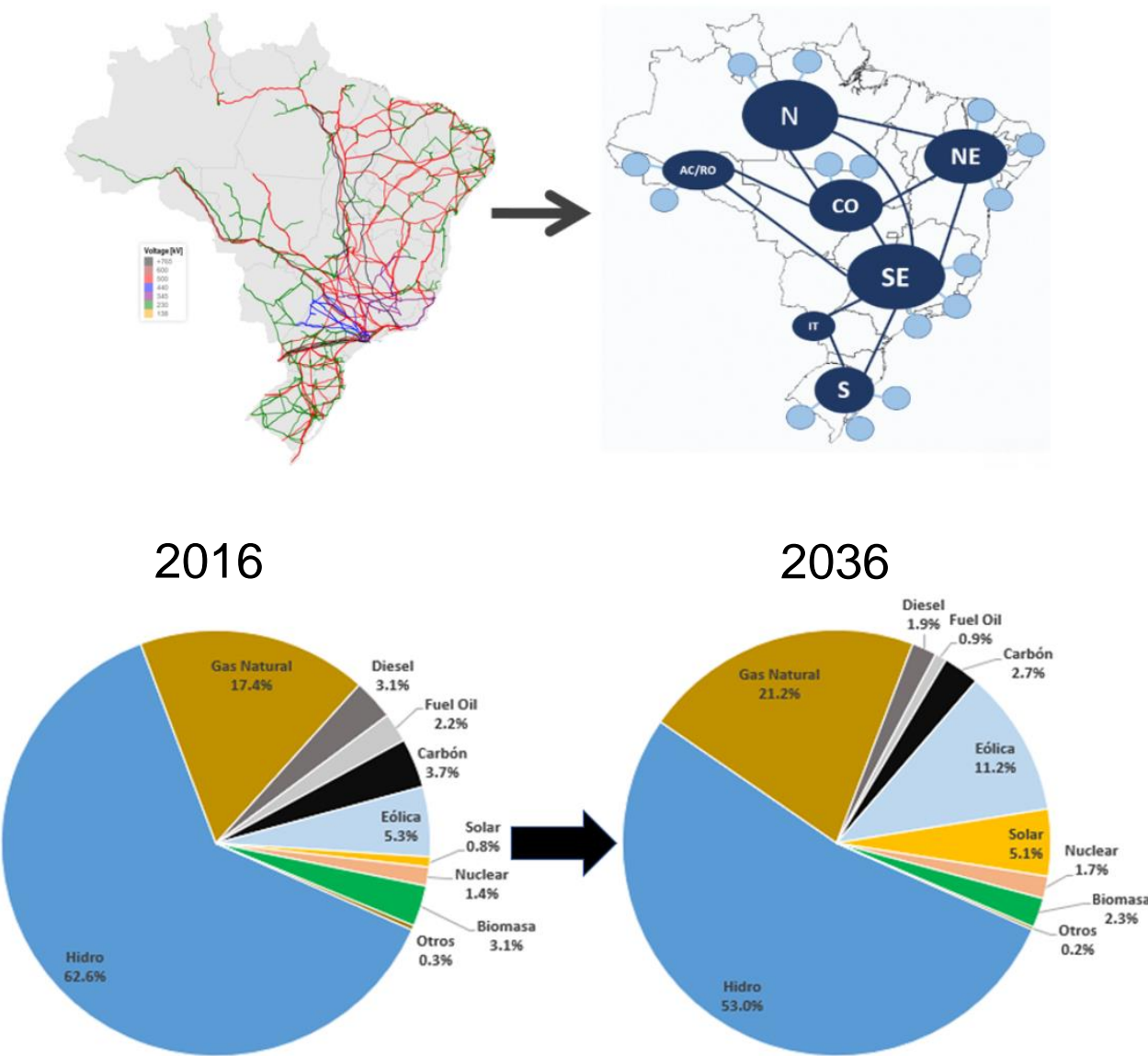
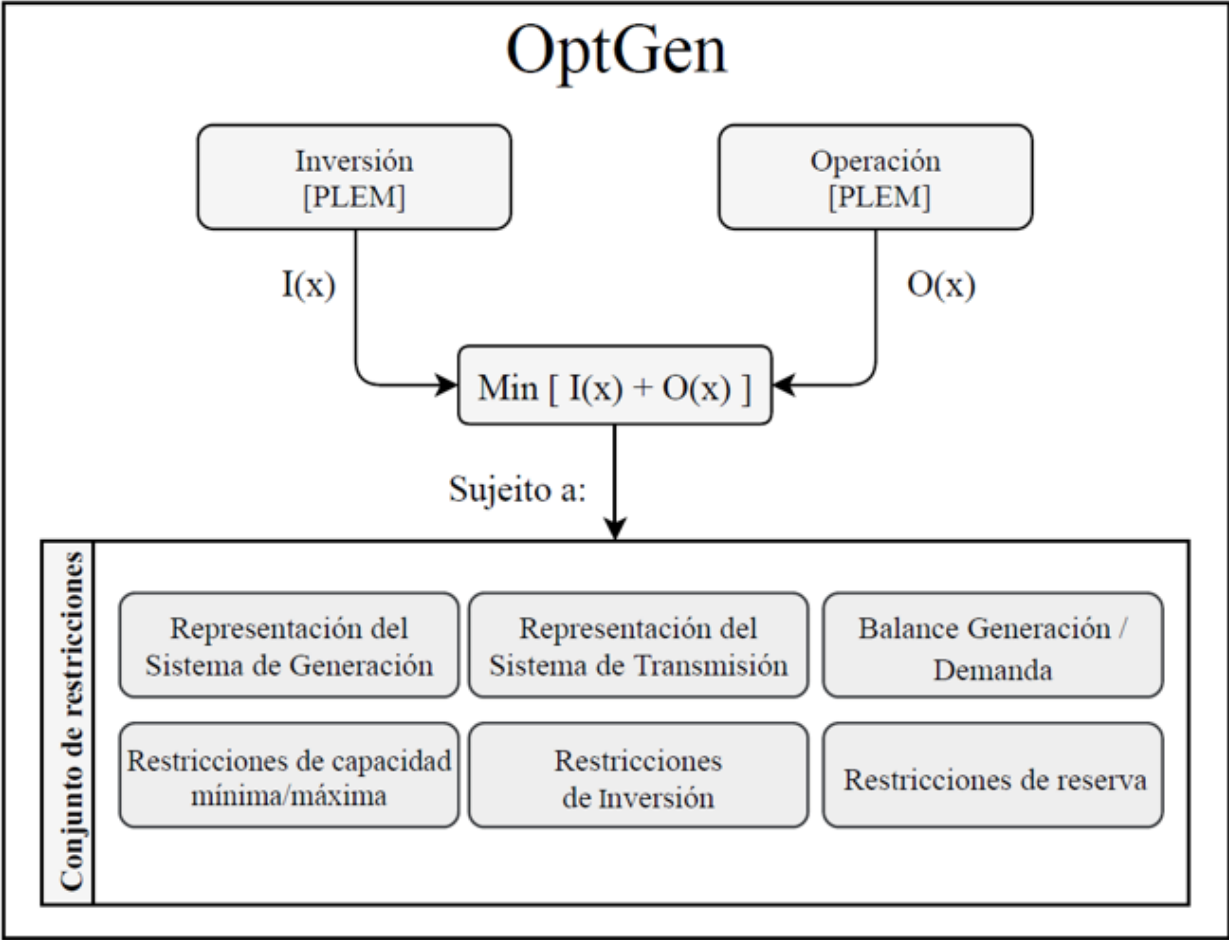
- Combinación de los factores de capacidad y premisas financieras
- Utilización de modelo OPTGEN para optimización de la expansión



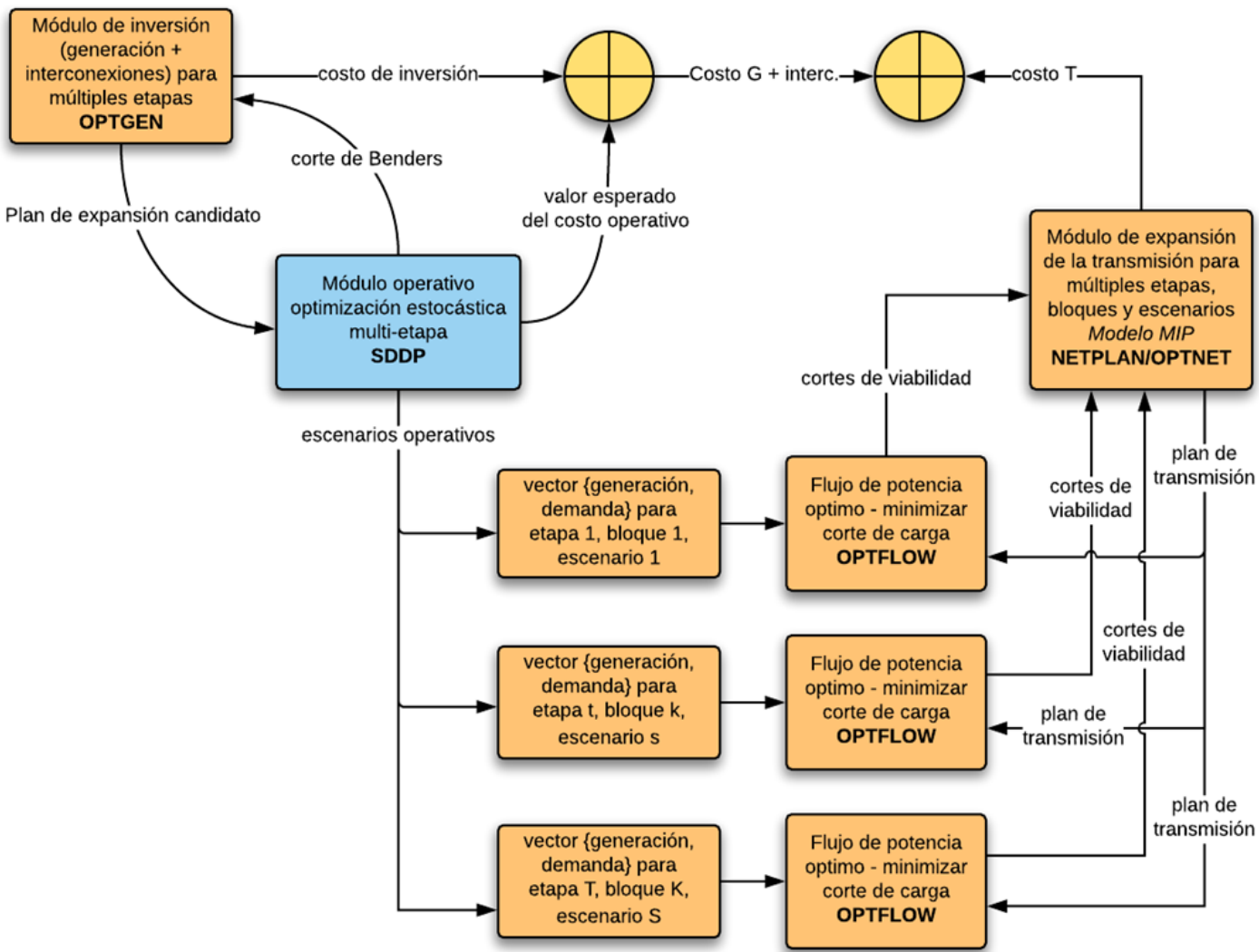
Seasonal generation patterns



Planificación de Expansión de la Generación (PEG)



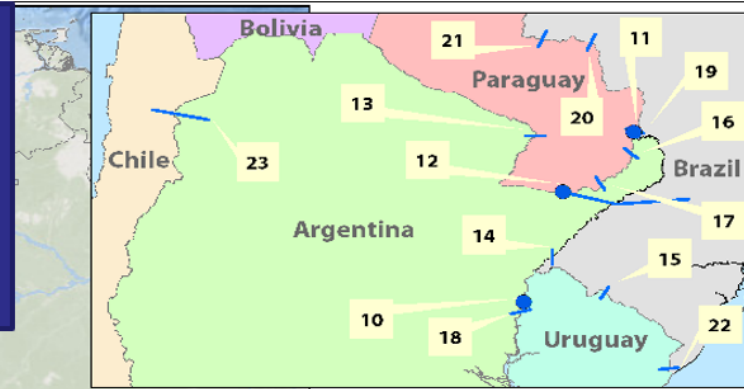
Planificación de Expansión de la Transmisión (PET)



Let's be Friends!

- Interconexiones existentes:

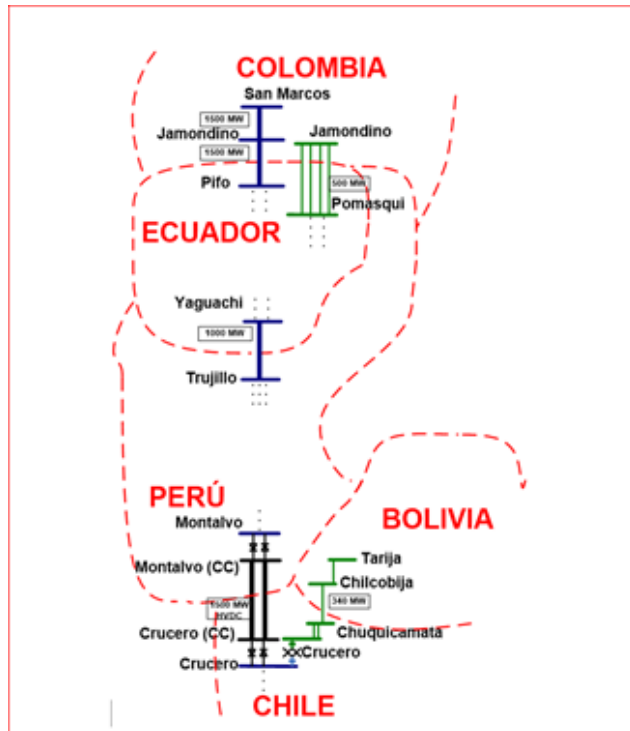
- [1] – Interconexión Cúcuta – San Antonio del Táchira en 1964 (13.8 y 34.5kV)
- [2] – Interconexión Zulia – La Fría en 1969 (115kV)
- [3] – Interconexión Arauca – Guasdualito en 1975 (13.8kV)
- [4] – Interconexión Santa Mateo – El Corozo (230kV)
- [5] – Interconexión Cuestecitas – Cuatricentenario en 1992 (230kV)
- [6] – Interconexión Ipiales – Tulcán en 1998 (138kV)
- [7] – Interconexión Santa Elena – Boa Vista en operación desde 2001 (230kV)
- [8] – Interconexión Eléctrica Pasto – Quito en 2003 (230kV). Está en construcción una segunda terna.
- [9] – Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú (2005)



- [10] – Hidroeléctrica Salto Grande 1,890 MW (1979) e interconexión Colonia Elía – San Javier 500 kV, 1,386 MW;
- [11] – Hidroeléctrica Itaipú 14,000 MW (1984);
- [12] – Hidroeléctrica Yacyretá 3,000 MW (1994) e Interconexión Rincón de Santa María – Itá – 500 kV, 2,000 MW;
- [13] – Interconexión Clorinda – Guarambaré 220/132 kV, 80 MW (1994);
- [14] – Interconexión Paso de los Libres 132kV – Uruguiana 132/230 kV, 50 MW (1995);
- [15] – Interconexión Presidente Médici – San Carlos. 500 kV, 500 MW (2010) y Rivera – Livramento 230/150 kV – 70 MW;
- [16] – Interconexión El Dorado – Carlos A. López 132/220 kV, 30 MW;
- [17] – Interconexión Posadas – Encarnación 33kV;
- [18] – Interconexión Concepción del Uruguay – Paysandú 132/150 kV, 100 MW;
- [19] – Interconexión Acaray 132kV – Foz de Iguazú 138/230 kV – 50 MW;
- [20] – Interconexión Pedro Caballero – Ponta Pora 20 kV;
- [21] – Interconexión Vallemí – Puerto Murtinho 23kV;
- [22] – Interconexión Chuy – Chui 15/13.8kV;
- [23] – Interconexión Salta – Atacama – 345 kV, 600 MW.

Let's be Friends!

- Para este estudio de caso se asume que todas las interconexiones ya planeadas dentro del SINEA entran en operación hasta 2025:



“Estudio para Análisis de Pre-factibilidad Técnico Económico de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia Ecuador y Perú, Resumen Ejecutivo, 2009”.

- 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;
 - (iii) Chile-Perú II: línea HVDC de 800 MW de capacidad entrando en 2028



- **Reducción de los costos operativos**
- **Reducción de las emisiones de CO₂**
- **Aumento de la capacidad firme de suministro:** se estima estableciendo un costo marginal de equilibrio (por ejemplo 65 US\$/MWh) 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*)
- **Índice Beneficio-Costo (IBC):** beneficios estimados en términos de reducción de los costos operativos / costos de inversión

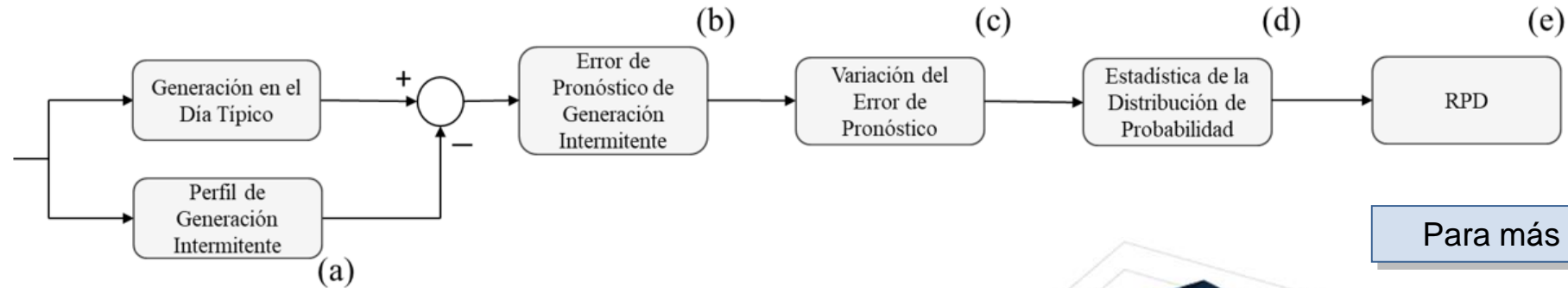
- Beneficios asociados a la interconexión regional Chile-Perú II:

| Métrica | Unidad | Horizonte | Sin Interconexión | Con Interconexión | Beneficio |
|------------------------------|--|-----------|-------------------|-------------------|-----------|
| Costos Operativos | Millones de US\$ | 2017-2036 | 86,559 | 86,163 | 396 |
| Emisiones de CO ₂ | Millones de ton. de CO ₂ - 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% |

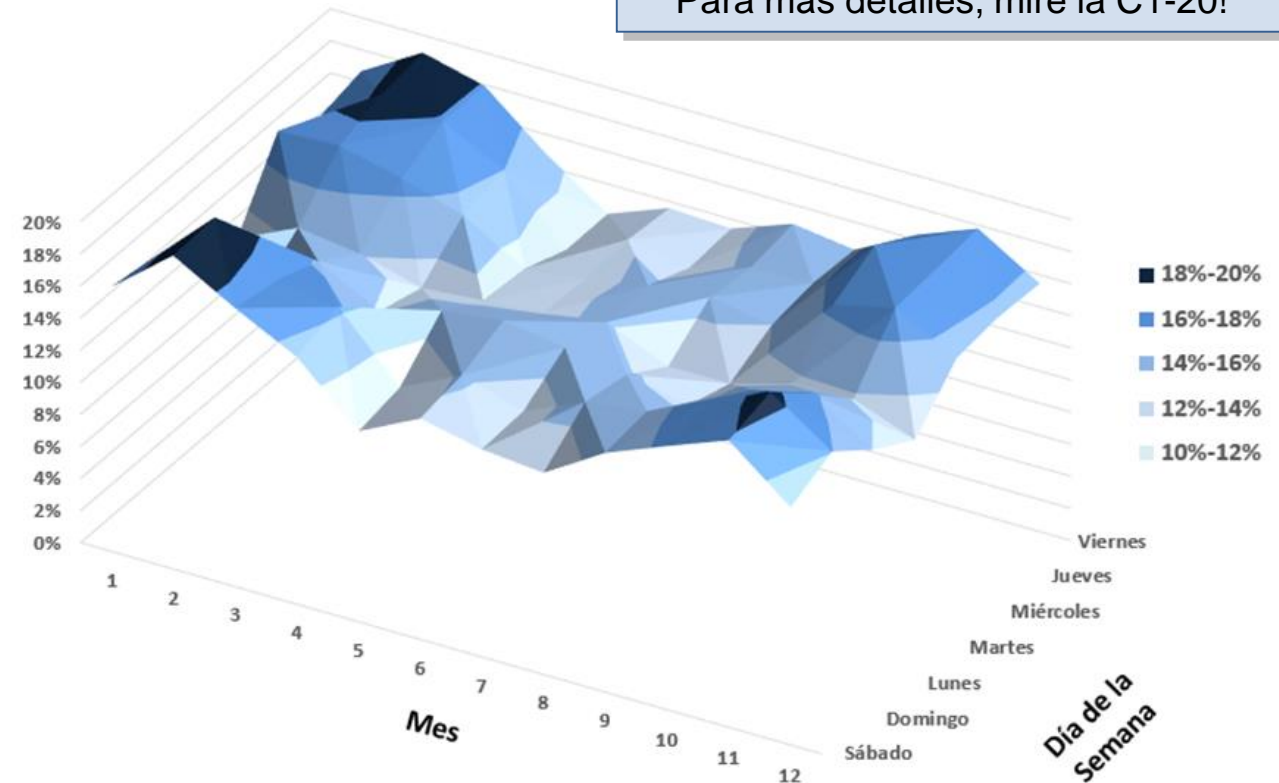
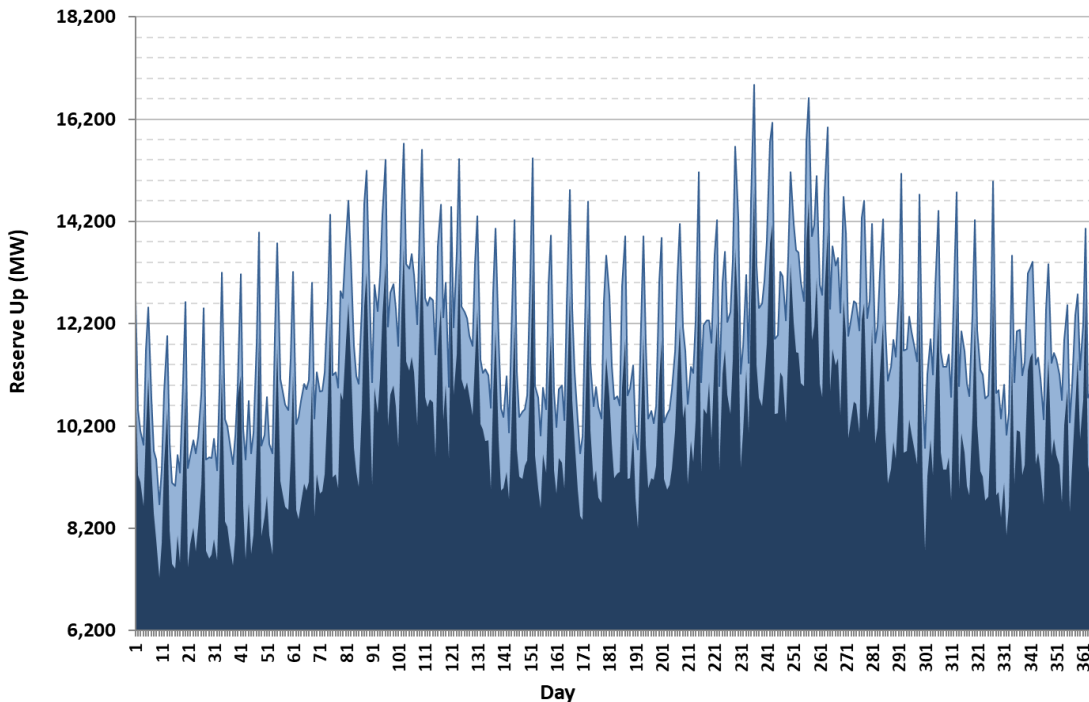
$$IBC = \frac{396 \text{ [millones USD]}}{92 \text{ [millones USD]}} = 4.3$$

Resultados

- Reducción de la reserva secundaria de subida con *Reserve Sharing*:



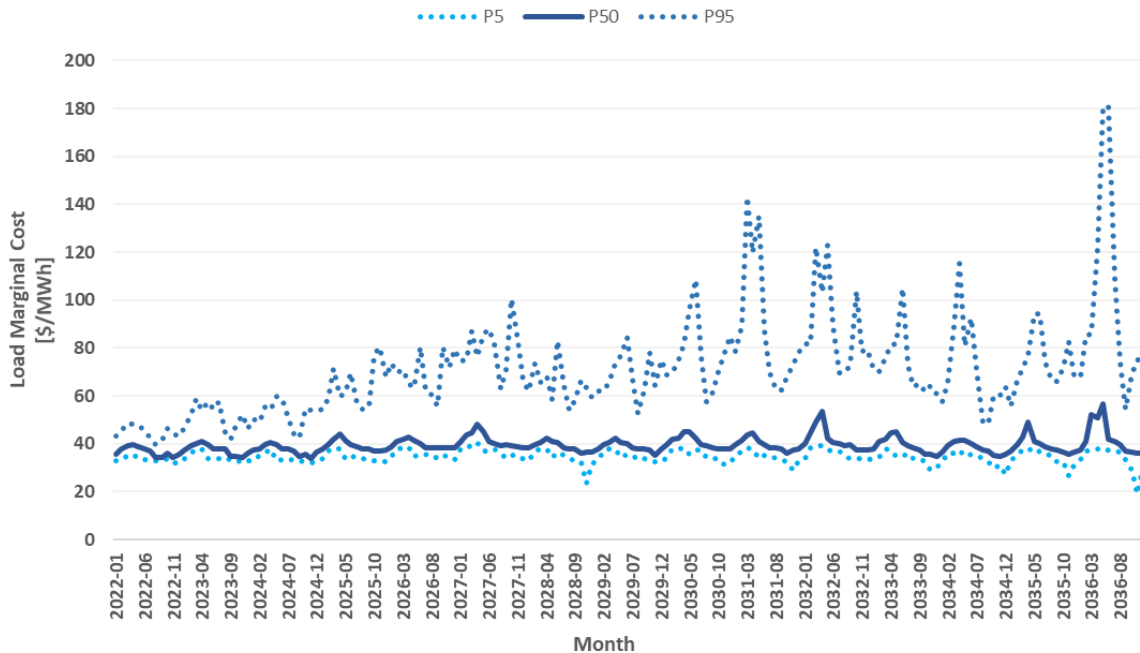
Para más detalles, mire la C1-20!



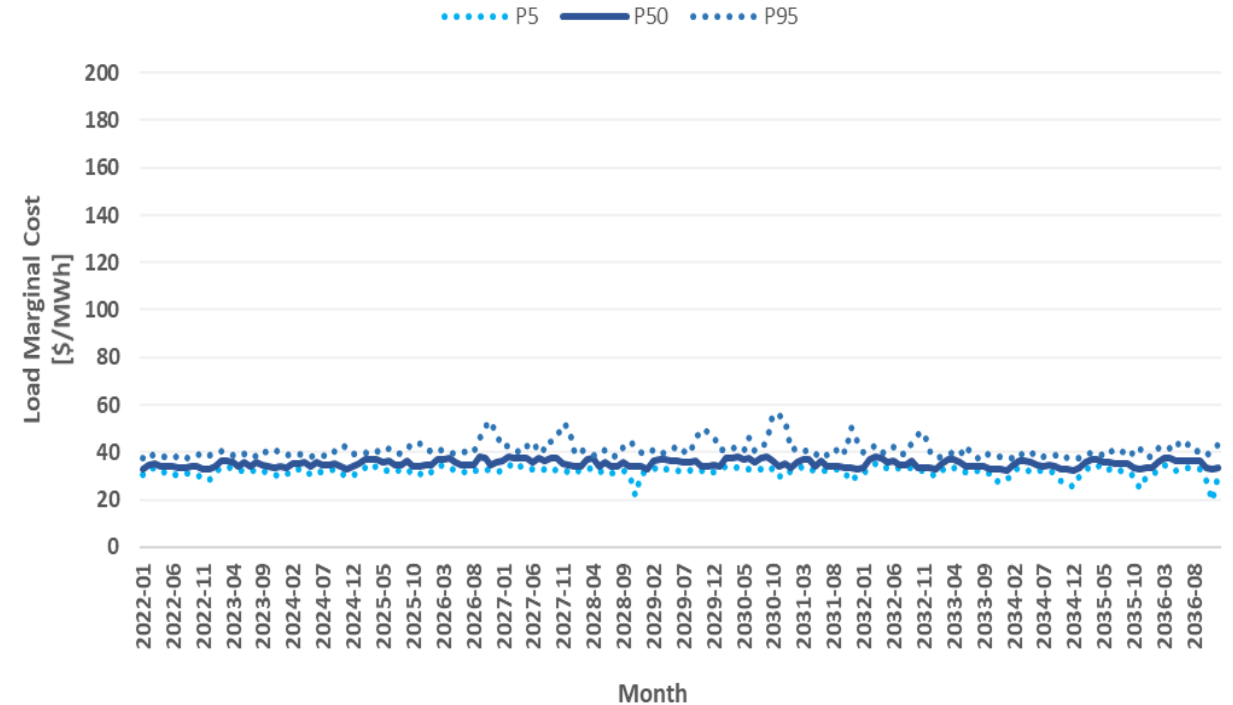
Otros Resultados...

- Beneficio adicional → reducción de la dispersión de los costos marginales:

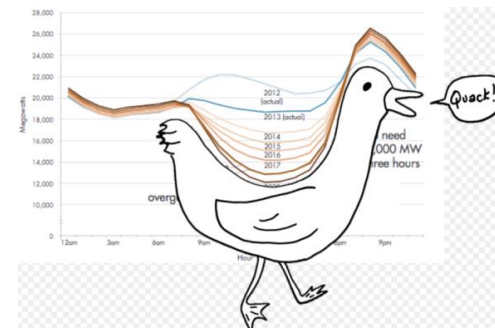
Sin la interconexión



Con la interconexión

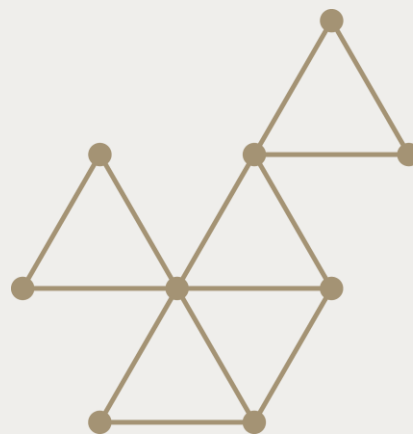


- Las interconexiones regionales aprovechan:
 - Las complementariedades hidroeléctricas entre países;
 - El efecto portafolio logrado por la correlación espacial de las fuentes renovables intermitentes;
- Resultando en reducción de emisiones y de costos operativos
- Además, al permitir el *reserve sharing*, la interconexión ayuda todavía más a ahorrar costos operativos en la co-optimización de despacho y de márgenes de reserva
- Estudios necesitan combinar la visión a **largo plazo** de la **expansión** con la visión a **corto plazo** de la **operación** (escenarios de producción de renovables, operación horaria, rampas, *unit commitment*, etc.)



¡Muchas Gracias!

ricardo@psr-inc.com



PSR