

Public Disclosure Authorized  
Public Disclosure Authorized

# Evaluación técnico-económica del impacto del cambio climático en la cuenca del Río de la Plata en la generación eléctrica

Public Disclosure Authorized

## Reporte Final

Public Disclosure Authorized

**X. Caporale, V. Camacho, G. Casaravilla y R. Chaer.**

Montevideo, Septiembre de 2022.

## Nota introductoria

---

El presente informe es parte del Estudio realizado por el Banco Mundial y OLADE, para evaluar el impacto del cambio climático sobre la generación eléctrica en países del Cono Sur.

El mismo se constituyó en dos etapas: una primera etapa donde se realizó el análisis climático (CA), evaluando los cambios en las variables climáticas relevantes bajo dos escenarios futuros de concentración de gases de efecto invernadero (RCP4.5 y 8.5, por sus siglas en inglés) que podrían afectar la generación eléctrica en el futuro. Posteriormente, se realizó un análisis técnico económico (TEA), donde se observa el efecto de dichos cambios sobre la generación y demanda eléctrica en Uruguay, Paraguay, Argentina y Brasil, tomando como punto de partida la matriz de generación de los países planificada a 2030.

El reporte a continuación se integra como Anexo del Estudio de impacto del cambio climático, mostrando en detalle el trabajo realizado por el equipo consultor a cargo del análisis técnico económico.

## Índice

---

1. Resumen ejecutivo.....	4
2. Introducción .....	5
3. Impactos sobre el conjunto de países .....	10
4. Intercambios regionales .....	16
5. Uruguay .....	17
6. Argentina .....	24
7. Paraguay .....	31
8. Brasil.....	33
9. Modelado de los sistemas.....	40
10. Metodología, modelado y herramientas .....	67
11. Detalle de los flujos por las interconexiones.....	89
12. Referencias.....	94
13. Glosario .....	g96

## 1. Resumen ejecutivo

---

Se simuló la operación conjunta de los sistemas electro-energéticos de Uruguay, Argentina, Paraguay y Brasil con la estructura (centrales de generación y demanda requerida) proyectada por cada país para el año 2030 con dos escenarios de Cambio Climáticos denominados RCP4.5 y RCP8.5. Con el propósito de evidenciar el impacto, se consideró el Cambio Climático, en ambos escenarios, de acuerdo a las salidas de nueve diferentes modelos de la dinámica del clima provistos por el equipo de análisis climático, en una ventana representativa del año 2050.

En general se verifica un aumento de la demanda eléctrica del conjunto de los países, siendo más relevante el aumento en Paraguay y en Brasil.

La generación de hidroelectricidad se incrementa en Brasil y en Paraguay y se reduce Uruguay y en la región sur de Argentina.

En general se verifica que el aumento de temperatura tiene el efecto de reducir la capacidad de generación de las centrales térmicas lo que sumado al incremento de Demanda aumenta la necesidad de respaldo de los sistemas.

El incremento de generación hidráulica en Brasil y Paraguay supera el incremento de Demanda lo cual se traduce en un aumento de los excedentes hidráulicos exportables de ambos países.

El comportamiento desigual en la disponibilidad del recurso hidroeléctrico, en la Demanda y los requerimientos de potencia son impactos mitigables por el conjunto de los países haciendo uso de la infraestructura de interconexión existente.

Los sistemas analizados tienen una componente de hidroelectricidad muy relevante. Este recurso tiene una variabilidad anual importante. La energía anual afluyente puede variar entre más menos 30 % de su valor esperado con distribución cuasi uniforme. Los resultados muestran que la afectación del valor esperado de la energía afluyente asociada al cambio climático es de un orden de magnitud inferior a las variaciones anuales que hoy tiene el recurso. Esto implica que posibles acciones de mitigación de las variaciones como instalar centrales de acumulación y bombeo difícilmente se justifiquen, dado que la capacidad instalada de los subistemas hidráulicos ya se encuentra preparada para amortiguar en lo posible las grandes variaciones anuales del recurso.

En la operación actual de los sistemas se realizan intercambios en base a ofertas diarias de los excedentes que cada país disponga. De acuerdo con las simulaciones realizadas, el conjunto Brasil y Paraguay dispondrán de mayores excedentes hidroeléctricos exportables fuera de la primavera. Brasil continuará siendo importador de energía durante las primaveras con alta probabilidad.

## 2. Introducción

El presente informe muestra los resultados de evaluación del impacto del cambio climático sobre el sector de generación de energía eléctrica esperable con dos escenarios (RCP4.5 y RCP8.5) futuros de evolución de emisiones de gases de efectos invernadero. Estos escenarios son de uso estándar en la disciplina de estudio del cambio climático.

La Fig. 1 muestra la evolución de los gases de efecto invernadero en partes por millón equivalentes de CO<sub>2</sub> [3].

Para evaluar el impacto se seleccionó el año 2050, para observar en ese año el clima correspondiente a cada escenario y se simuló la operación de los sistemas de generación eléctrica con la demanda de energía e infraestructura esperada para el año 2030. En resumen, los resultados corresponden al impacto que tendría el cambio climático esperado para 2050, según los escenarios RCP4.5 y RCP8.5, sobre los sistemas eléctricos que se proyectan a 2030. Se optó por usar la infraestructura 2030 por ser la fecha más tardía para la que es posible reconstruir los planes de inversión en generación según la información disponible de los diferentes países. Simular la infraestructura 2050, implicaría introducir un conjunto de hipótesis sobre cuales serán las tecnologías de expansión del 2030 en adelante de cada país que podría dificultar la interpretación de los resultados en cuanto al efecto del cambio climático en forma aislada. Los resultados deben interpretarse entonces, como el impacto que tendría el cambio climático sobre el sector eléctrico en caso de no producirse adaptaciones en su estructura entre 2030 y 2050.

Se creó en la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) el modelo de Uruguay, Argentina, Paraguay y Brasil, para poder así simular la operación de los sistemas en el caso Base (con el clima de hoy) y con el clima esperable para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5. En estas simulaciones se utilizaron series de caudales de aportes a las centrales hidroeléctricas y series de velocidad de viento, radiación y temperatura. Se tiene un conjunto de series para el caso Base y 18 conjuntos (salidas de 9 modelos diferentes de simulación del cambio climático ejecutados por los Consultores de Cambio Climático) transformados para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5 en 2050.

### 2.1. Hipótesis de integración regional

En la actualidad Paraguay está fuertemente interconectado con Brasil por compartir la hidroeléctrica Itaipú y con Argentina por compartir la hidroeléctrica Yacyretá. Para el modelado se supuso que Paraguay vende los excedentes que no utiliza de la mitad de ambas hidroeléctricas a Brasil y Argentina respectivamente intentando reflejar así la situación actual.

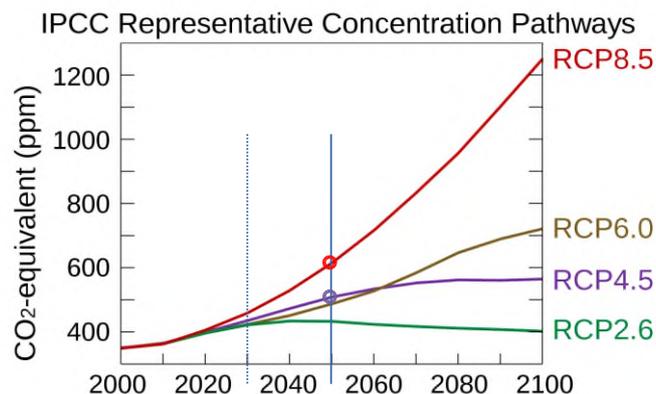


Fig. 1. Selección de los escenarios de cambio climático y de infraestructura del sector eléctrico.

La Política de Operación<sup>1</sup> de los sistemas se calculó introduciendo un peaje ficticio de 1000 US\$/MWh (igual al costo de racionamiento supuesto) de forma de representar que cada país tiene su propia política de uso de los embalses en forma independiente.

Con la Política de Operación, así obtenida, en las simulaciones de la operación realizadas para evaluar los impactos del Cambio Climático, se consideró que se producen los intercambios solo si la diferencia de Costo Marginales supera el valor de 60 US\$/MWh<sup>2</sup>, como forma de reflejar un estado de integración en el que los países venden energía de costo variable bajo para sustitución de generación térmica de sus vecinos.

Para realizar una estimación de los ingresos de los exportadores y de los egresos de los importadores, en todas las interconexiones se supuso un precio de intercambio igual al Costo Marginal del exportador más 30 US\$/MWh. Este valor tiene como único propósito definir un precio que permita estimar la variación de costos de los países y no intenta reflejar condiciones actuales ni ideales de reparto de los beneficios de los intercambios.

## 2.2. Casos simulados

Se consideraron series de datos suministradas por los consultores de cambio climático (Tecnalia) correspondientes a 9 modelos diferentes y para los dos escenarios de cambio climático planteados, lo que lleva sumando el caso base a 19 casos simulados. Por simplicidad de notación se utiliza la Tabla 1 para identificar los resultados de cada caso.

*Tabla 1. Notación para casos simulados.*

Etiqueta	Modelo	Escenario
Base	--- no corresponde --	Base
m1e45	NOAA-GFDL-GFDL-ESM2M	RCP 4.5
m2e45	NCC-NorESM1-M	RCP 4.5
m3e45	MPI-M-MPI-ESM-LR	RCP 4.5
m4e45	MIROC-MIROC5	RCP 4.5
m5e45	IPSL-IPSL-CM5A-MR	RCP 4.5
m6e45	ICHEC-EC-EARTH	RCP 4.5
m7e45	CSIRO-QCCCE-CSIRO-Mk3-6-0	RCP 4.5
m8e45	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	RCP 4.5
m9e45	CCCma-CanESM2	RCP 4.5
m1e85	NOAA-GFDL-GFDL-ESM2M	RCP 8.5
m2e85	NCC-NorESM1-M	RCP 8.5
m3e85	MPI-M-MPI-ESM-LR	RCP 8.5
m4e85	MIROC-MIROC5	RCP 8.5
m5e85	IPSL-IPSL-CM5A-MR	RCP 8.5
m6e85	ICHEC-EC-EARTH	RCP 8.5
m7e85	CSIRO-QCCCE-CSIRO-Mk3-6-0	RCP 8.5
m8e85	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	RCP 8.5
m9e85	CCCma-CanESM2	RCP 8.5

1 Para la operación de los sistemas de generación con hidroeléctricas con embalse, es necesario disponer de una Política de Operación que permite disponer de un Valor del Agua embalsada en cada embalse para cada situación o estado del sistema. Esos valores del agua son los que permiten, por comparación con los costos variables de las centrales térmicas, realizar el despacho óptimo.

2 Reduciendo para ello el peaje ficticio de 1000 US\$/MWh, usado para obtener la Política de Operación a 60 US\$/MWh.

A continuación, se resumen los impactos más relevantes mostrando los resultados sobre el conjunto de modelos para los dos escenarios de cambio climático y para el caso Base.

Como forma de resumir los resultados se presenta, para las variables de interés y para los dos escenarios simulados (RCP45 y RCP85), el mínimo, la mediana y el máximo de los nueve modelos. Los resultados se etiquetan usando la terminación "\_mín", "\_P50" y "\_máx" según corresponda en las figuras y tablas. Los nueve modelos se consideran igualmente confiables y la forma de presentar los resultados intenta mostrar el rango de variación entre los resultados de los modelos y cuál es el valor que dejaría la mitad de los resultados de un lado y la otra mitad del otro. Las simulaciones realizadas son del tipo Monte Carlo utilizando los mismos generadores de números aleatorios en todos los casos y simulando la misma cantidad de realizaciones de los procesos estocásticos, aplicando así la técnica de reducción de varianza conocida como Common Random Numbers, de forma de que la diferencia entre los resultados está ocasionada exclusivamente por el cambio introducido por cada uno de los nueve modelos.

Se modeló la generación completa de los cuatro países (Uruguay, Argentina, Paraguay y Brasil) que comparten la Cuenca del Río de la Plata identificando en el modelado las siguientes regiones:

- **UY:** Uruguay.
- **AR\_ComPat:** Sur de Argentina comprendiendo la demanda el Comahue y Patagonia.
- **AR\_Mer:** El resto de Argentina (Centro y Norte). Corresponde a la zona de mayor demanda.
- **PY:** Paraguay.
- **BR\_SE:** Brasil Sur-este. Corresponde a la zona de mayor demanda.
- **BR\_S:** Brasil Sur. Corresponde a la zona de Río Grande do Sul incluyendo Porto Alegre.
- **BR\_NE:** Brasil Noreste.
- **BR\_N:** Brasil Norte.

Las regiones BR\_NE y BR\_N no pertenecen a la Cuenca del Río de la Plata y por tanto, si bien se modelaron con igual detalle que las demás en lo que refiere a la generación, demanda y límite de intercambio con las demás regiones, no se modelaron sobre las mismas los efectos del Cambio Climático.

### 2.3. Principales indicadores

---

Como principales indicadores del impacto del Cambio Climático sobre el sector de generación de energía eléctrica, en este documento se utilizan:

1. **Variación de la Demanda.** La Demanda de generación de cada región presenta una dependencia de la temperatura particular y es de esperar entonces un comportamiento no uniforme de las regiones respecto del Cambio Climático.
2. **Variación de la generación hidroeléctrica.** Los cuatro países tienen una componente de generación hidroeléctrica importante por lo que el impacto sobre este recurso seguramente es de los más relevantes para el sector electroenergético.

3. **Variación de la generación eólica.** Los países están incorporando en forma masiva este recurso, por lo cual se considera relevante conocer el impacto sobre el mismo.
4. **Variación de la generación solar.** La generación solar se presenta como la alternativa de expansión más conveniente en varias de las regiones y los posibles impactos sobre el recurso solar son entonces de relevancia para la planificación de los sistemas.
5. **Variación de la generación térmica autodespachada (inflexibles).** Los sistemas cuentan con procesos de cogeneración o generación distribuida en base a biomasa o biogas o en algunas situaciones centrales de carbón o nucleares cuyo despacho se considera forzado en la base. Por su condición de despacho forzado, estas centrales se modelaron con costo variable nulo.
6. **Variación de las centrales de base (ciclos combinados).** Por central de base se entiende aquellas centrales de bajo costo variable de generación (menor que 60 US\$/MWh). Estas centrales son generalmente ciclos combinados alimentadas por gas natural. Estas centrales generalmente tienen tiempos de arranque y parada de varias horas por lo que no tienen la flexibilidad suficiente como para seguir las variaciones horarias impuestas por la eólica y la solar. Para representar esta inflexibilidad, se las modeló como unidades con un mínimo técnico igual al 20 % de su potencia nominal, costo de funcionamiento en vacío igual al 20 % de su costo de producción a pleno e imponiendo que su prendido o apagado se realiza por paso de tiempo de simulación (en nuestro caso por semana).
7. **Variación de la generación de centrales de punta (flexibles).** Por central de punta se entiende aquellas centrales, de bajo costo de inversión pero alto costo variable que se justifican para completar el despacho en horas de alto requerimiento de potencia. A diferencia de las centrales de base, las centrales de punta están diseñadas para ser encendidas y apagadas con frecuencia y para poder hacer el seguimiento de las variaciones del requerimiento de potencia del sistema con facilidad por lo que se consideran flexibles. Generalmente, este grupo de centrales está formado por los moto-generadores y las turbinas aeroderivadas. En este grupo se modelaron las térmicas con costo variable mayor a 60 US\$/MWh.
8. **Excedentes turbinables.** Con este término, se entiende la energía que es vertida en las centrales hidroeléctricas o que no es generada a pesar de disponer del recurso para hacerlo en las centrales eólicas y solares, por falta de Demanda en el sistema. Estos excedentes podrían ser exportados a otro país si hay capacidad de interconexión.
9. **Variación del Costo de Abastecimiento de la Demanda Operativo (CADO).** Corresponde a la variación de los costos variables de producción. Para el conjunto de los países, el CADO está dado por la suma de los costos de combustibles y en caso de existir racionamientos, los mismos se valorizaron a 200 US\$/MWh<sup>3</sup>. Para cada país, el CADO es la suma de sus costos térmicos más los racionamientos a 200 US\$/MWh más los pagos por importación de energía menos los ingresos por exportación de energía. Para valorizar las

---

3 Dado que en las simulaciones realizadas para determinar los impactos del Cambio Climático, se supuso que la infraestructura de los sistemas no cambia, y que en consecuencia los costos fijos no cambian, para el cálculo del CADO se consideran solamente los costos variables de generación. En los sistemas considerados, los costos variables son los correspondientes a las centrales térmicas y a eventuales racionamientos de energía. No confundir los eventuales pagos a las energías eólica y solar con costos variables. Los pagos a esas energías son formas de remuneración de los costos fijos que al hacerlo en base a la energía producida (o puesta a disposición) se logra transferir el riesgo de diseño y mantenimiento al propietario del proyecto.

exportaciones e importaciones se supuso un precio de intercambio igual al marginal del exportador más 30 US\$/MWh. El valor de 30 US\$/MWh se seleccionó para ser la valorización y se debe tener en cuenta que no intenta representar una división particular de los beneficios.

- 10. Costo Marginal.** El costo de dar el último MW de Demanda en cada hora, es un indicador importante en todos los sistemas y suele ser la base para la fijación del precio del mercado de liquidación de diferencias (Brasil) o Spot (Uruguay y Argentina). Se presentan las variaciones del Costo Marginal respecto del caso Base, en valor esperado y por banda horaria en cuatro tramos horarios definidos de 00:00 a 06:00, de 06:00 a 12:00, de 12:00 a 18:00 y de 18:00 a 24:00. También se presenta la valorización de la Demanda al marginal, calculada como el costo de adquirir toda la energía de la Demanda al Costo Marginal sumando los valores de todas las horas del año dividida la Demanda del año.
- 11. Variación del Beneficio por Sustitución Marginal (BSM).** El BSM se calcula como el ingreso que tendría el 1 MW instalado si vendiera su energía (la que resulte despachada) al Costo Marginal del sistema menos el costo variable de producir dicha energía. En palabras, el BPS es el beneficio creado para el universo por instalar el MW de la tecnología.

### 3. Impactos sobre el conjunto de países

En esta sección se muestran los principales impactos sobre el conjunto de los países y en las secciones siguientes se muestra el impacto sobre cada uno de los países.

#### 3.1. Impacto en la Demanda.

El aumento de temperatura asociado a los escenarios de cambio climático produce en general un aumento de la demanda media anual de energía como se muestra en la Fig. 2 para el conjunto de todas las regiones simuladas. Los valores se expresan en % respecto de la Demanda del caso Base del conjunto que es de 117 GW-medios.

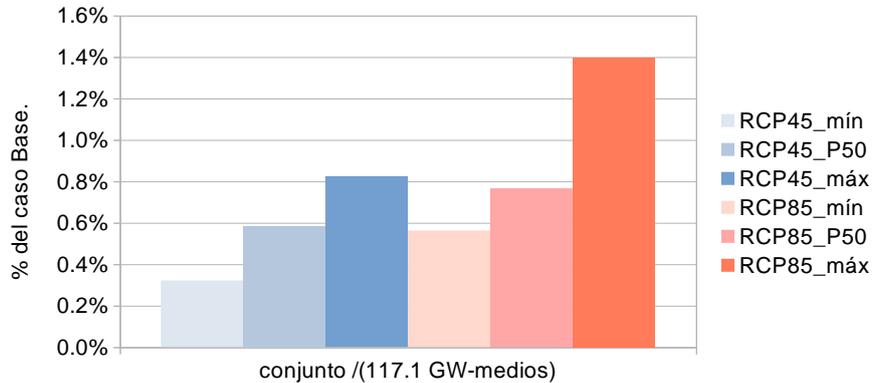


Fig. 2. Variación de la demanda total de los cuatro países incluyendo todas las regiones.

#### 3.2. Generación hidroeléctrica

La Fig. 3 muestra la variación de la generación hidroeléctrica del conjunto de las regiones en % del valor del caso base que es de 57,8 GW-medios.

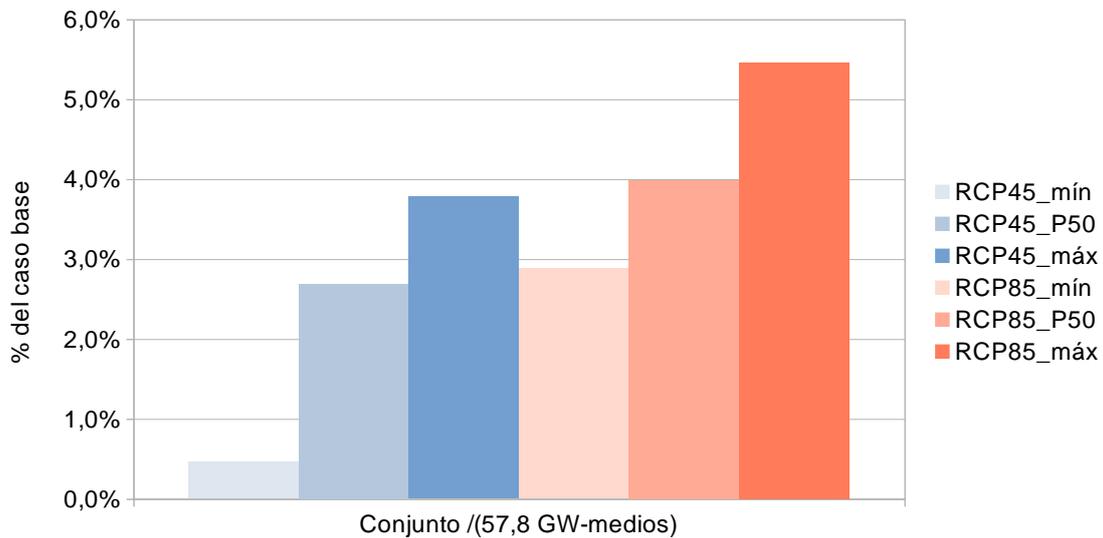


Fig. 3. Variación de la generación hidroeléctrica del conjunto simulado respecto al caso base.

Como se puede apreciar, se produce en general un aumento de la generación hidroeléctrica.

### 3.3. Generación eólica

La Fig. 4 muestra la variación de la generación eólica del conjunto de las regiones en % del valor del caso base que es de 3747 MW-medios. Como se puede apreciar, el impacto es pequeño, de acuerdo a la mediana de los modelos y éstos en sus extremos presentan variaciones negativas y positivas lo que evidencia la dificultad de informar cuál será la variación esperable de la generación eólica con los modelos del clima hoy disponibles.

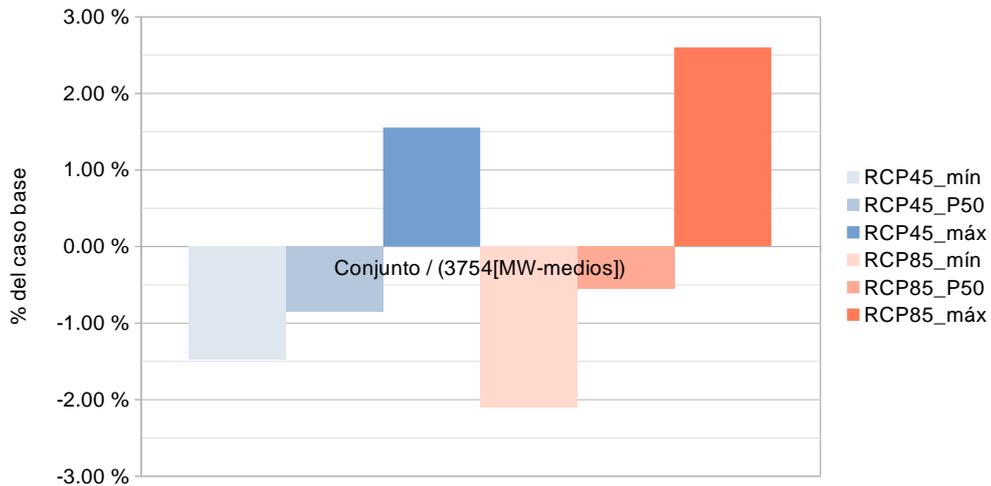


Fig. 4. Variación de la generación eólica del conjunto.

### 3.4. Generación solar

La Fig. 5 muestra la variación de la generación solar del conjunto de las regiones en % del valor del caso base que es de 3340 MW-medios. En forma coherente los modelos muestran un leve decremento de este recurso. Según la mediana de los modelos, el decremento será de 0,9 y 1,6% para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5 respectivamente.

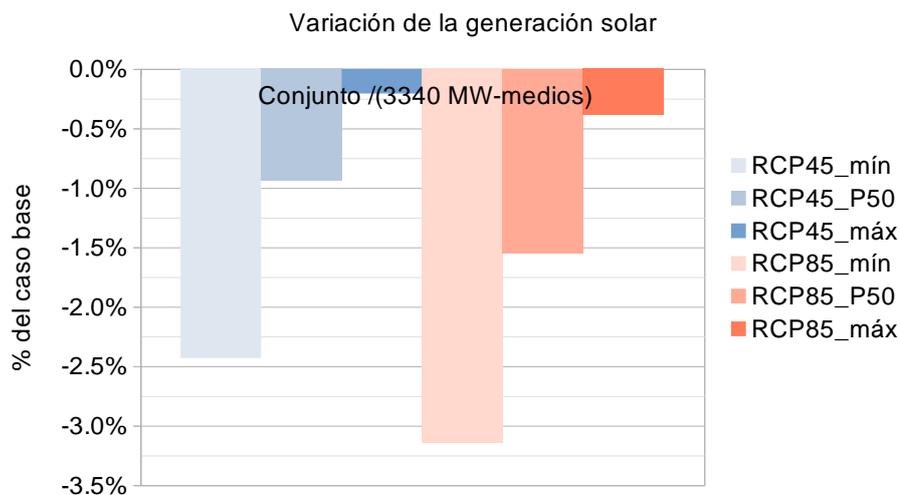


Fig. 5. Variación de la generación solar del conjunto.

### 3.5. Generación térmica autodespachada (inflexibles)

La Fig. 6 muestra la variación de la generación térmica autodespachada del conjunto de las regiones en MW-medios. La producción total en el caso base es de 11101 MW-medios.

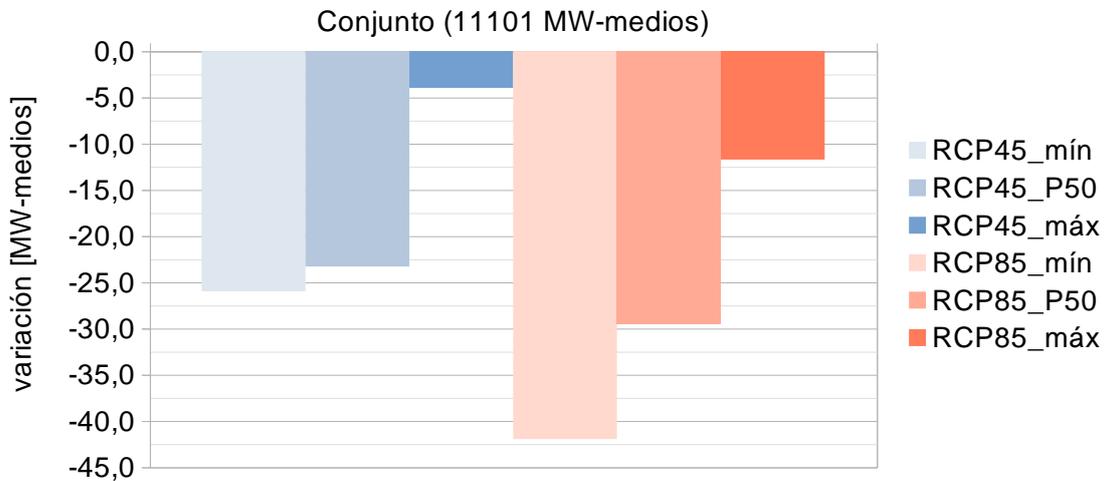


Fig. 6. Variación de la generación térmica autodespachada del conjunto.

La reducción en la generación de centrales térmicas autodespachadas se explica por la reducción de la potencia máxima generable como consecuencia del aumento de la temperatura ambiente como se explica en la sección 10.7.

### 3.6. Generación de centrales de base (ciclos combinados)

La Fig. 7 muestra el impacto del Cambio Climático sobre la generación de las centrales de base. Por central de base, se entiende aquellas sujetas al despacho centralizado con costo variable menor o igual a 60 US\$/MWh. Generalmente estas centrales son ciclos combinados eficientes alimentados con gas natural. Como se aprecia en la figura, la mediana de los 9 modelos, en el escenario RCP4.5 indican un crecimiento de 139 MW-medios y de 117 MW-medios en el escenario RCP8.5 siendo la producción de dichas centrales de 9134 MW-medios en el caso Base.

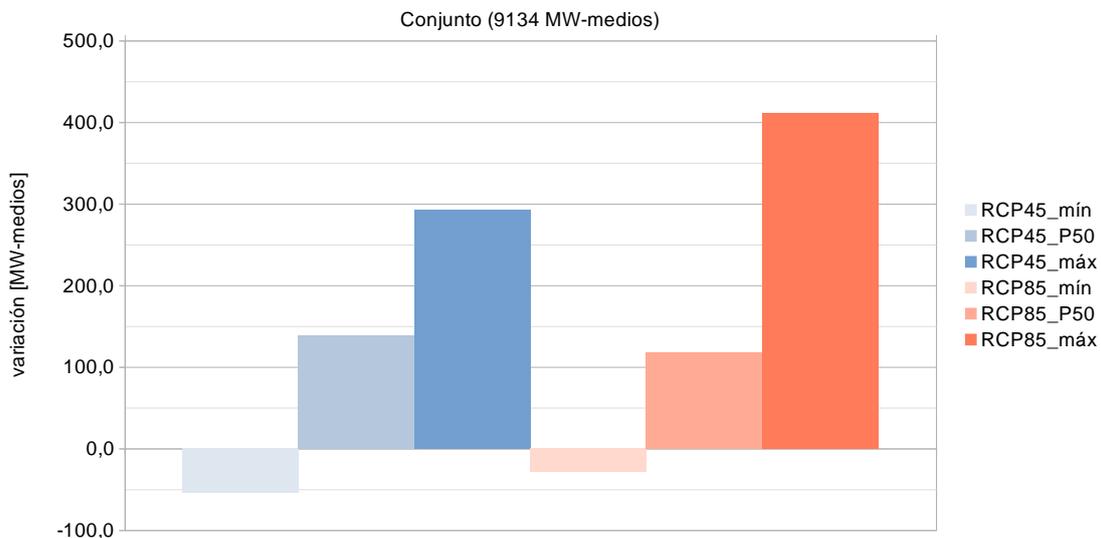


Fig. 7. Variación de la generación en base a centrales de ciclo combinado o similares.

### 3.7. Generación de centrales de punta (flexibles)

La Fig. 8 muestra la variación de la generación térmica de centrales de punta en el conjunto de los cuatro países. Se entiende por central de punta, a los moto-generadores y a las turbinas aeroderivadas operando en ciclo abierto. Este tipo de centrales tiene costos variables superiores a las centrales de base pero presentan más flexibilidad en el despacho y menores costos fijos por lo que son una alternativa atractiva en sistemas que incorporan cantidades abundantes de energía eólica y solar.

Como se puede apreciar en la figura el despacho de las centrales de punta se reduce en forma considerable. La razón de esta reducción se basa en que el aumento de la generación hidráulica se traduce en un aumento de la energía disponible y también de la firmeza de la potencia disponible del subsistema hidroeléctrico. El factor de capacidad promedio del subsistema hidroeléctrico es del orden de 50 % por lo cual el aumento de caudales implica un aumento de la capacidad disponible.

Las centrales de punta son generalmente el recurso de mayor costo variable y por tanto, es el primer recurso a sustituir si se dispone de uno más económico y su factor de uso en los sistemas de la región suele ser bajo (menor a 10 %).

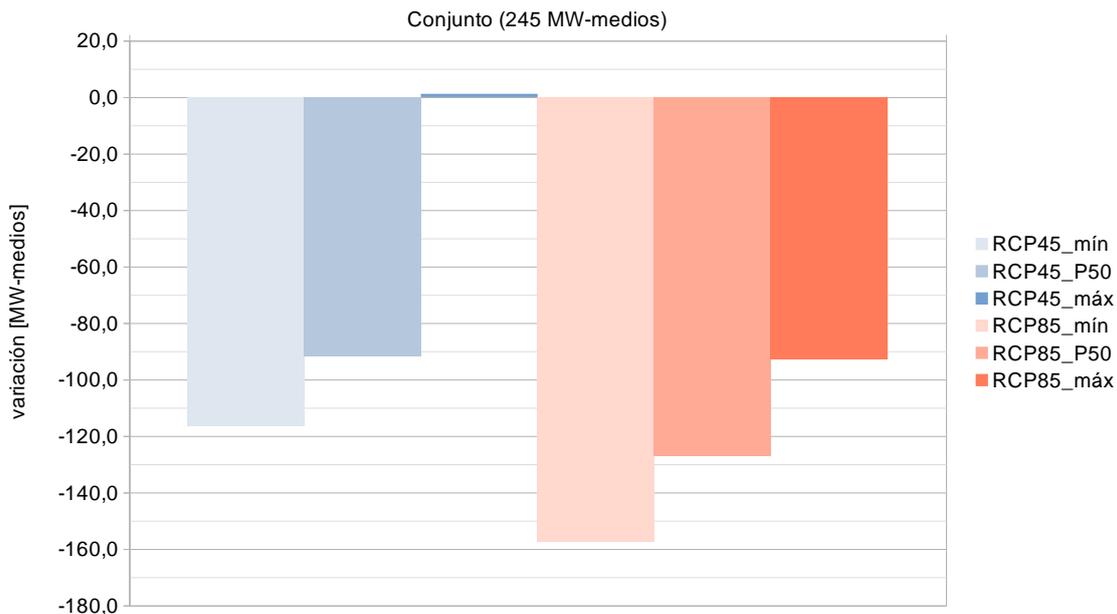


Fig. 8. Variación de la generación de centrales térmicas de punta.

### 3.8. Excedentes Turbinables

Por Excedentes Turbinables se entiende la energía asociada a vertimientos de las centrales hidroeléctricas y a reducciones de la generación eólica, solar, o de centrales auto-despachadas asociados a la imposibilidad de inyectar la energía en el nodo de conexión por falta de Demanda pero que de existir la suficiente Demanda podría generarse. La Fig. 9 muestra la variación de los Excedentes Turbinables por impacto del Cambio Climático. Como se puede apreciar, la mediana de los modelos indica un crecimiento considerable de dichos excedentes siendo de 617 MW-medios para el escenario RCP4.5 y de 848 MW-medios en el escenario RCP8.5 sobre un valor de

3125 MW-medios en el caso Base. El aumento de los excedentes está relacionado por la correlación positiva que muestra principalmente el recuso eólico con el recurso hidroeléctrico.

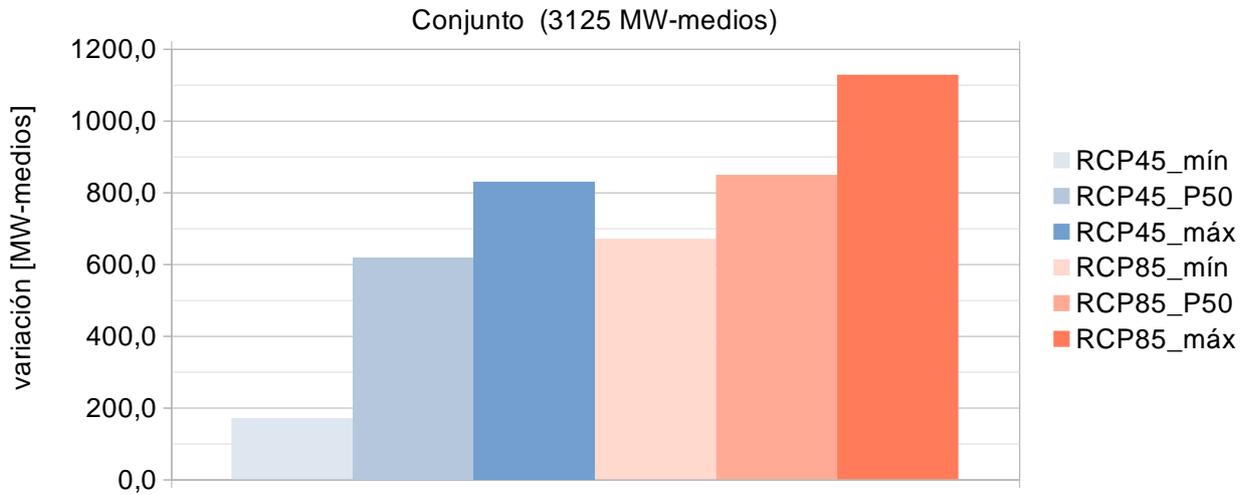


Fig. 9. Variación de los excedentes turbinables.

Para un mejor uso de los los Excedentes Turbinables, los países deberían buscar mejorar las condiciones de intercambio de energía. Estos excedentes generalmente están asociados a años lluviosos lo que dificulta su aprovechamiento por Demandas nacionales dado que en los años secos dichas Demanda quedarían desabastecidas.

### 3.9. Costo de Abastecimiento de la Demanda Operativo (CADO)

Se simularon los sistemas con la infraestructura de 2030 supuesta constante, por lo cual el Cambio Climático no producirá cambios en los costos fijos de los sistemas. Por lo anterior, se determinó la variación de los costos operativos correspondientes a los costos variables de las centrales generadoras térmicas (y eventuales costos de racionamiento). La Fig. 10 muestra el valor esperado (VE(CADO)) y el valor esperado condicionado a un riesgo de 5 % de ser excedido del total de costos variables del conjunto de todas las regiones (CVaR5(CADO)). Como se puede apreciar en general el cambio climático llevaría a una reducción en los costos variables de generación, considerando que el parque generador no cambia, aún teniendo que abastecer una demanda superior. Esta reducción en los costos se explica por el aumento principalmente en la generación hidroeléctrica.

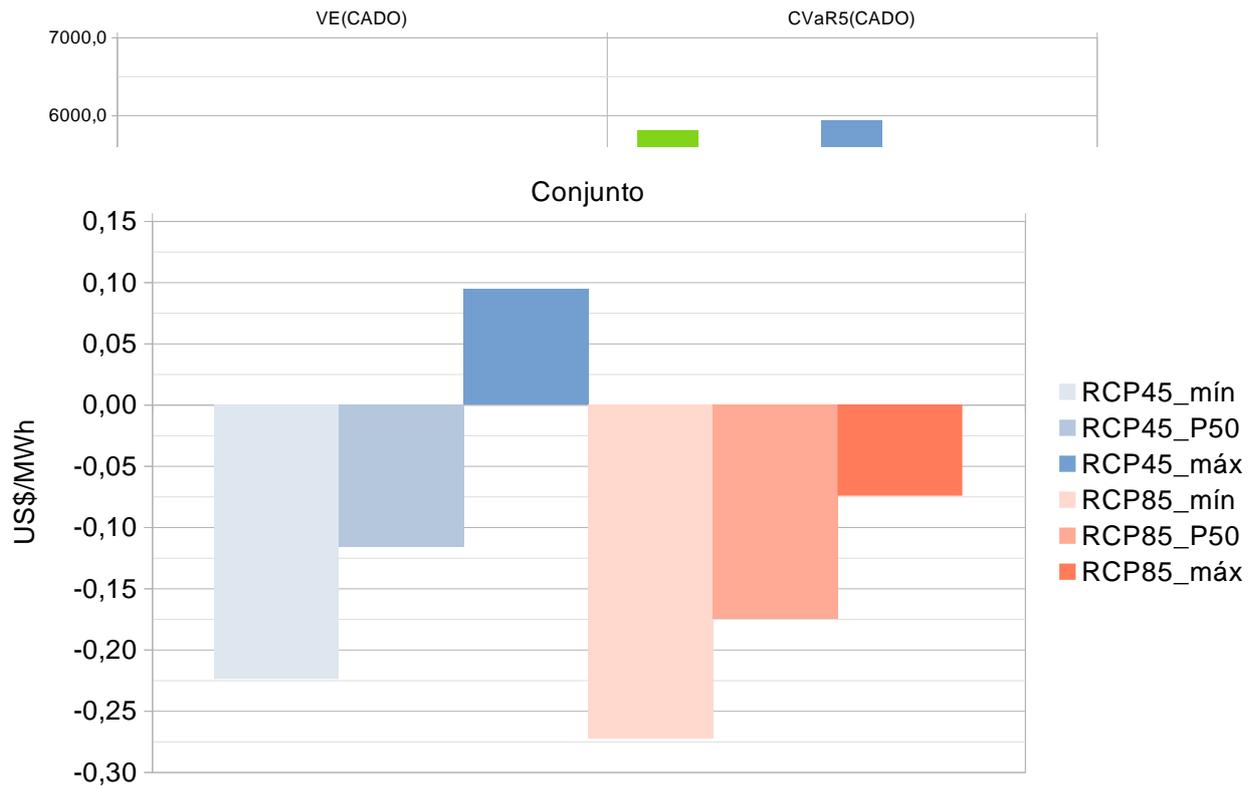


Fig. 11. Variación del Costo de Abastecimiento de la Demanda Operativo (CADO) por unidad de Demanda.

La Fig. 11 muestra la variación en US\$/MWh del costo variable de producción en por unidad de la Demanda del conjunto. La mediana de los modelos indica una reducción de 0,12 y 0,17 US\$/MWh para el escenario RCP4.5 y RCP8.5 respectivamente.

## 4. Intercambios regionales

En la actualidad hay dos tipos de intercambios entre los países. Unos basados en acuerdos asociados a la construcción de grandes infraestructuras, como por ej. Itaipú y Yacyretá y otros spot (también denominados ocasionales, de oportunidad o de mercado) basados en ofertas de precios realizadas en base semanal o diaria. La lógica con que se dan estos últimos ha ido cambiando y seguramente cambie en el futuro. A los efectos de dar una señal sobre los recursos disponibles para ambas modalidades, se optó por evaluar como intercambios spot a aquellos que se dan entre los países cuando la diferencia de costos marginales supera 60 US\$/MWh y adicionalmente, se cuantifica la energía que cada país vierte pero que podría haberse generado (vertimientos turbinables, hidráulicos, eólico, solar, etc.). Debe tenerse en cuenta que esos excedentes turbinables son también energía a intercambiar entre los países con un margen de intercambio inferior a los 60 USD/MWh.

La Fig. 12 muestra los flujos esperados por las interconexiones en MW-medios y la Fig. 13 las variaciones respecto del caso Base.

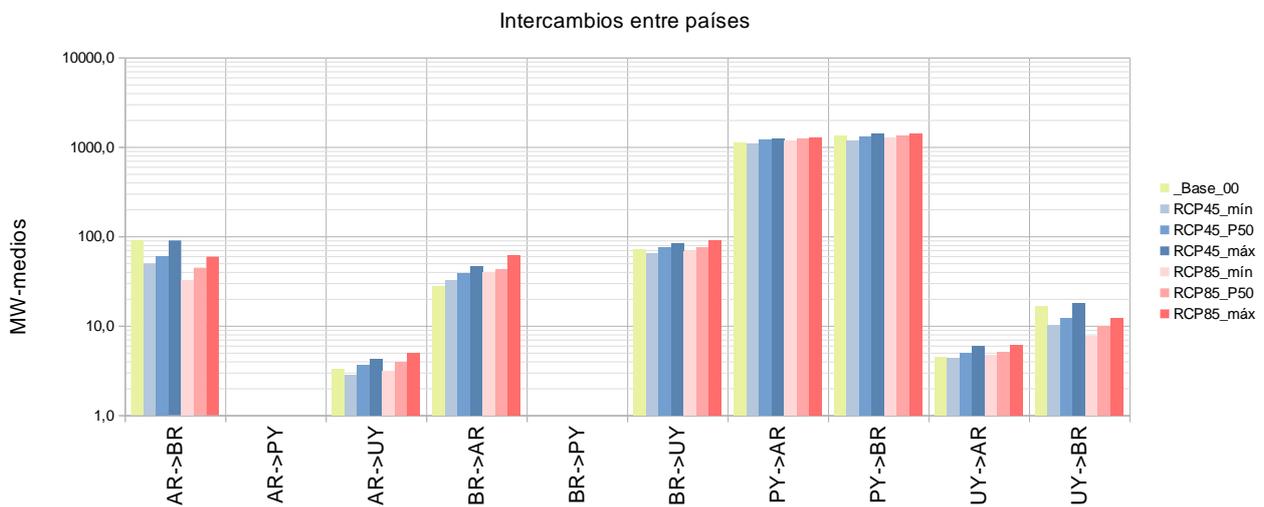


Fig. 12. Flujos medios anuales por las interconexiones con un margen superior o igual a 60 US\$/MWh.



Fig. 13. Variación de los intercambios internacionales, con margen  $\geq 60$  US\$/MWh respecto del caso Base.

Como se puede apreciar como efecto del cambio climático, se reducen los flujos (con margen superior a 60 US\$/MWh) de Argentina a Brasil y aumentan los flujos de Paraguay hacia Argentina. Estos cambios reflejan el aumento de la hidroelectricidad en Brasil y Paraguay.

## 5. Uruguay

### 5.1. Demanda

La Fig. 14 muestra la variación de la Demanda de Uruguay por efecto del Cambio Climático. Como se puede apreciar, el efecto es poco relevante. La mediana de los modelos indica un leve decrecimiento respecto del caso Base. La máxima variación se presenta en el escenario RCP8.5 y es inferior al 0,4 % respecto de la Demanda del caso Base.

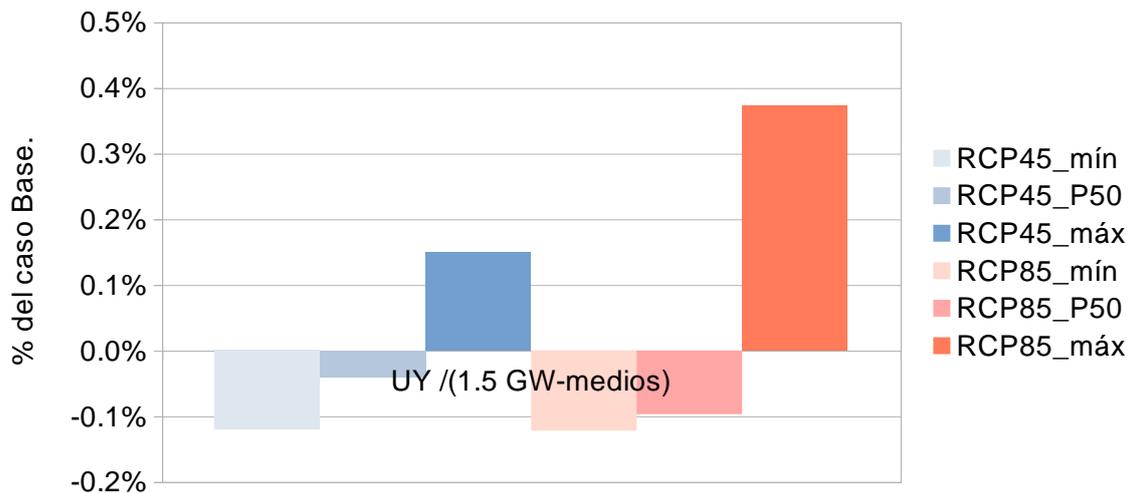


Fig. 14. Variación de la Demanda.

Como se puede apreciar en la Fig. 83 la Demanda de Uruguay presenta sensibilidad positiva a la temperatura en verano pero negativa en invierno, lo que explica que a priori no exista un comportamiento claramente definido a escala anual. El aumento de la temperatura tiene como consecuencia un aumento de la Demanda de verano y una reducción de la demanda de invierno.

### 5.2. Generación hidroeléctrica

En el caso de Uruguay, (región UY) se observa que la mediana de los modelos pronostica reducciones del orden de 4 y 6 % según el escenario considerado.

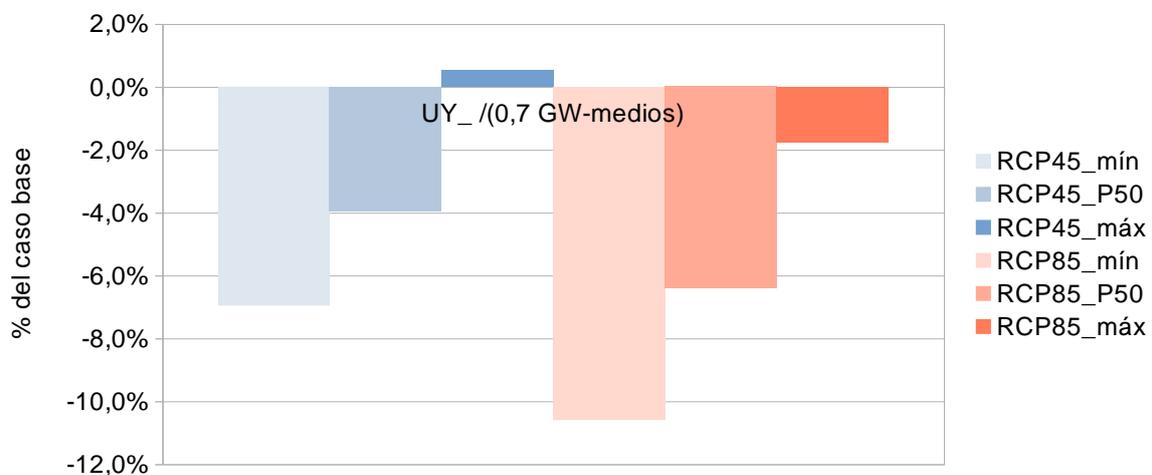


Fig. 15. Variación de la generación hidroeléctrica.

### 5.3. Generación eólica

La Fig. 16 muestra la variación de la generación eólica respecto del caso Base. Como se puede apreciar, en ambos escenarios, todos los modelos indican un crecimiento. La mediana de los modelos predice un aumento de 1,9 % para el escenario RCP4.5 y de 2,9 % para el escenario RCP8.5. El crecimiento máximo es de 5,8 % y se presenta en el escenario RCP8.5

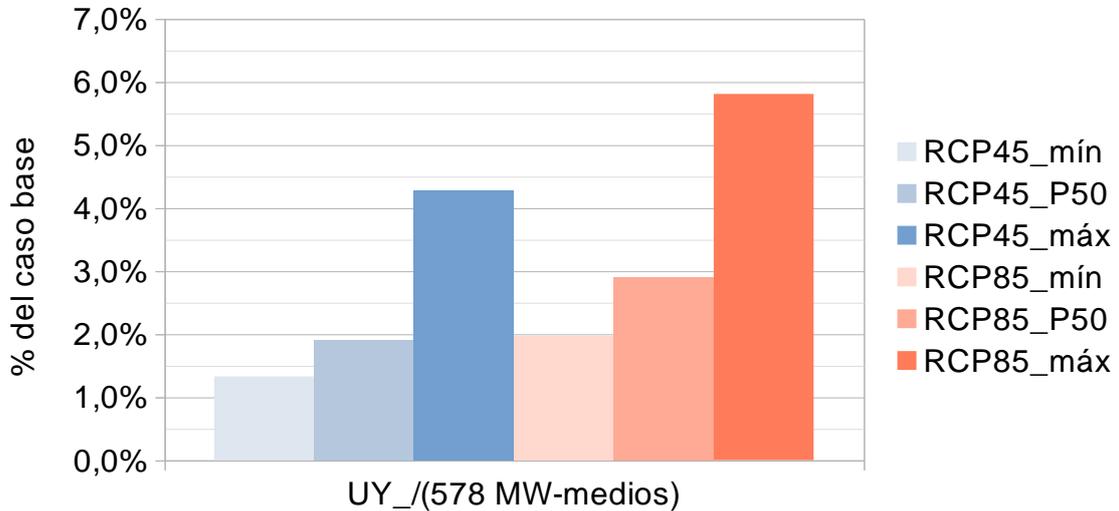


Fig. 16. Variación de la generación eólica.

### 5.4. Generación solar

La Fig. 17 muestra la variación de la generación del parque solar de Uruguay. Como se puede apreciar, los modelos muestran dispersión indicando algunos crecimientos y otros decrecimientos en ambos escenarios, si bien la mediana de los modelos indica un decrecimiento en ambos escenarios.

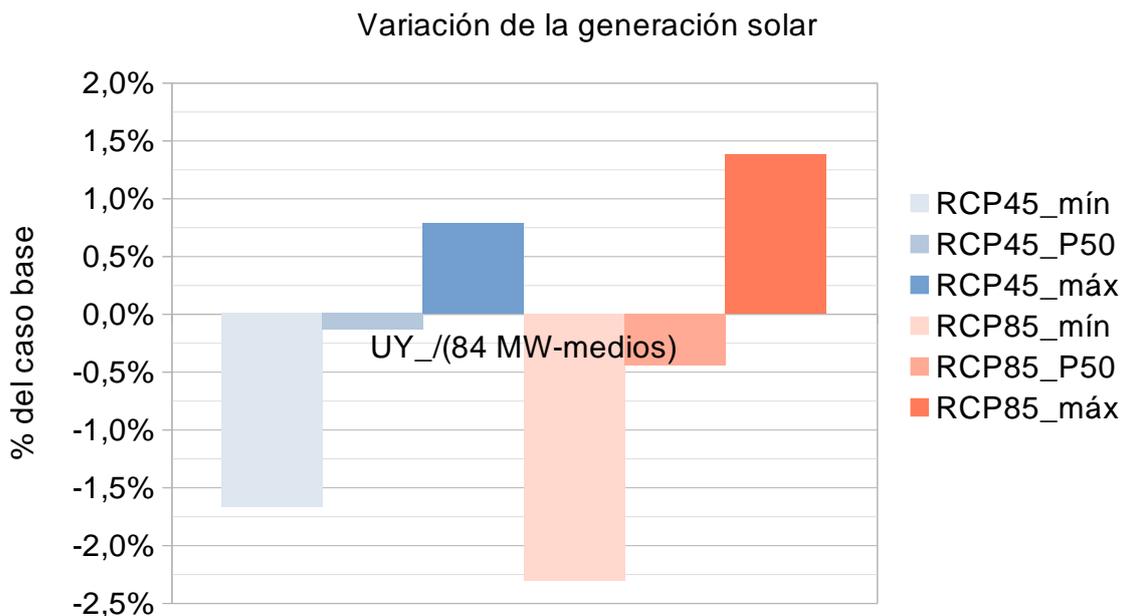


Fig. 17. Variación de la generación solar fotovoltaica.

## 5.5. Generación térmica autodespachada

La Fig 18 muestra la variación de la generación de centrales de biomasa en Uruguay. Como se puede apreciar, todos los modelos indican reducciones y en ambos escenarios. Las medianas de los modelos indican reducciones de 1,6 y 2,1 MW-medios para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5, siendo la producción de dichas centrales de 299 MW-medios para el caso Base.

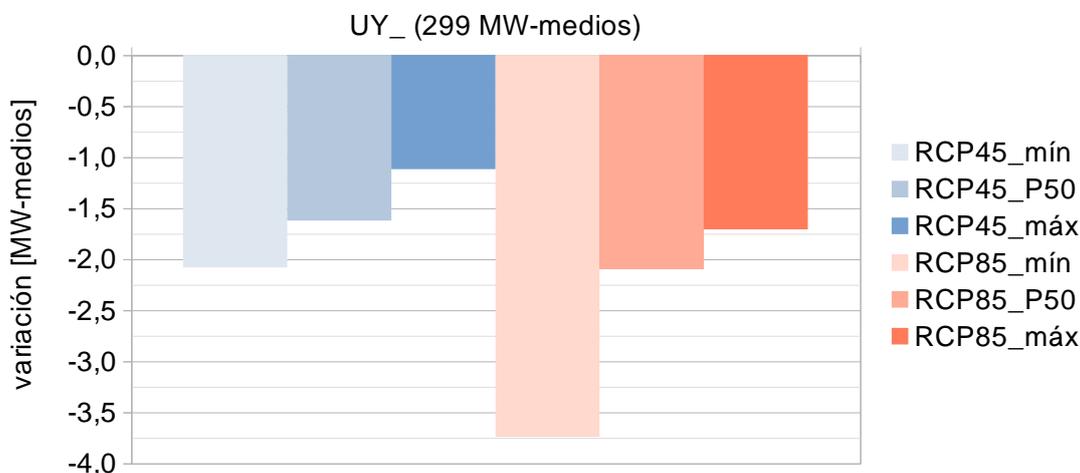


Fig. 18. Variación de la generación térmica autodespachada del conjunto.

## 5.6. Generación de centrales de base ( $0 < cv < 60$ )

No se consideraron centrales térmicas sujetas al despacho centralizado con costo variable menor que 60 US\$/MWh dado que Uruguay, si bien tiene una central de ciclo combinado, al no disponer de gas natural su costo variable de generación es superior a los 90 US\$/MWh.

## 5.7. Generación del ciclo combinado y de las turbinas de ciclo abierto

Uruguay ha realizado un cambio sustantivo de su matriz de generación en base a energías renovables por lo que el uso de las centrales térmicas a futuro (considerando la posibilidad de importar energía de los vecinos con un margen de 60 USD/MWh) es solamente 0,2 MW-medios en el caso Base. Como se puede observar en la Fig. 19, la mediana de los modelos indicaría una reducción 0,02 y 0,03 MW-medios en los dos escenarios de Cambio Climático y en el conjunto de los modelos se observan reducciones y aumentos de la generación térmica. En todos los casos, si bien las variaciones son considerables respecto del valor del caso Base, no lo son para el conjunto del sistema por lo cual el Cambio Climático no tendría efectos importantes a considerar en el diseño de la capacidad instalada en las centrales térmicas de Uruguay.

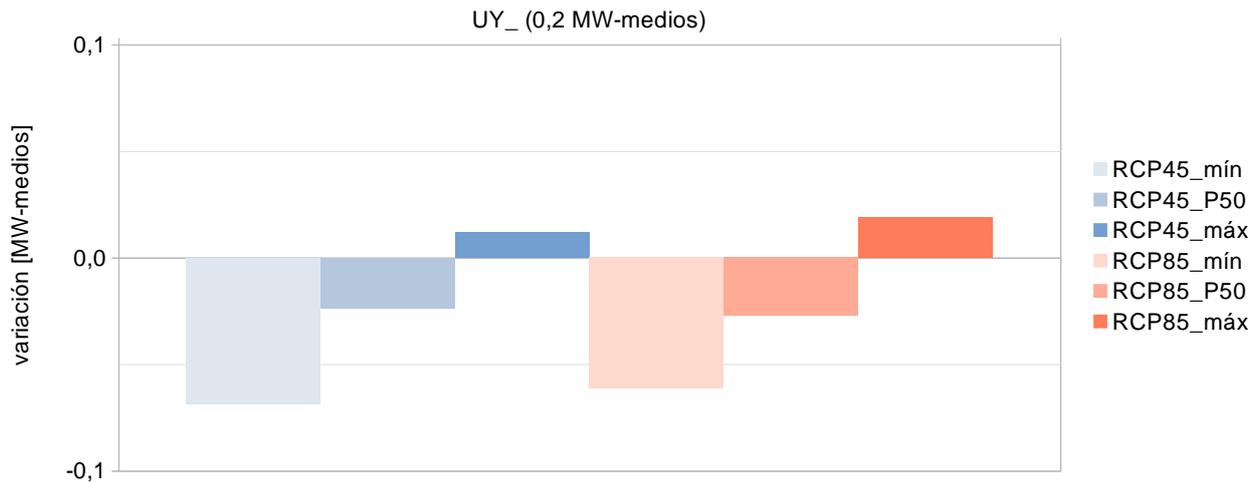


Fig. 19. Variación de la generación de centrales térmicas de punta.

### 5.8. Costo de Abastecimiento de la Demanda Operativo (CADO)

La Fig. 20 muestra que el costo variable de producción, en por unidad de la Demanda, informado por la mediana de los modelos presenta un incremento de 0,05 en el escenario RCP4.5 y de 0,18 US\$/MWh para el escenario RCP8.5. Estos incrementos son bajos y los modelos extremos presentan decrementos e incrementos. Como ya se mostró, la generación hidroeléctrica y solar experimentan decrementos y la Demanda un leve incremento, por tanto sería de esperar un incremento del CADO, pero se observa que en los escenarios con mayores excedentes en los países vecinos, la importación de energía compensa la reducción de recursos en Uruguay.

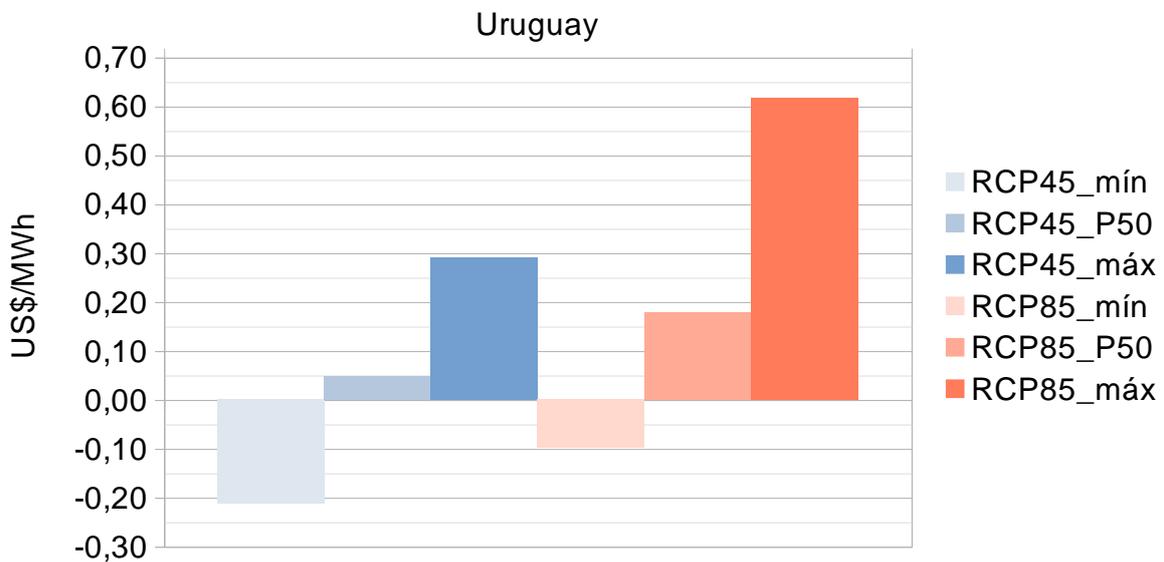


Fig. 20. Variación del Costo de Abastecimiento Operativo (CADO) por unidad de Demanda.

## 5.9. Costo Marginal

Como muestra la Fig. 21 los modelos muestran decrementos de hasta 3,2 US\$/MWh e incrementos de hasta 5,1 US\$/MWh de los costos marginales de generación no habiendo una tendencia definida.

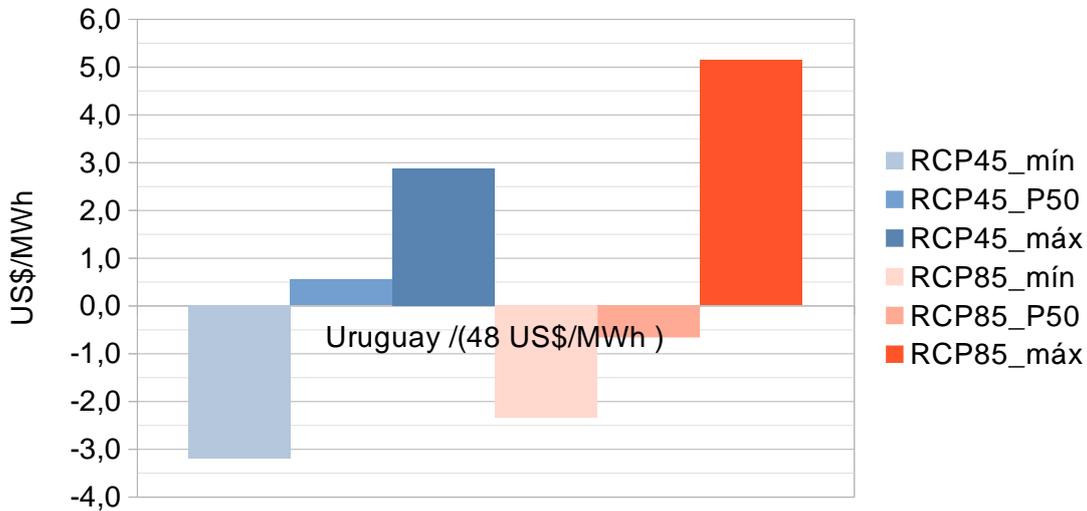


Fig. 21. Variación del Costo Marginal medio.

La Fig. 22 muestra la variación de la valorización de la Demanda al Costo Marginal de generación. Como se puede apreciar, en Uruguay, en 2030 no hay casi diferencia entre el marginal medio (48 US\$/MWh) y la valorización de la demanda al marginal (49 US\$/MWh) indicando que el sistema no tiene dificultades para mover la energía entre las horas del día a nivel de generación.

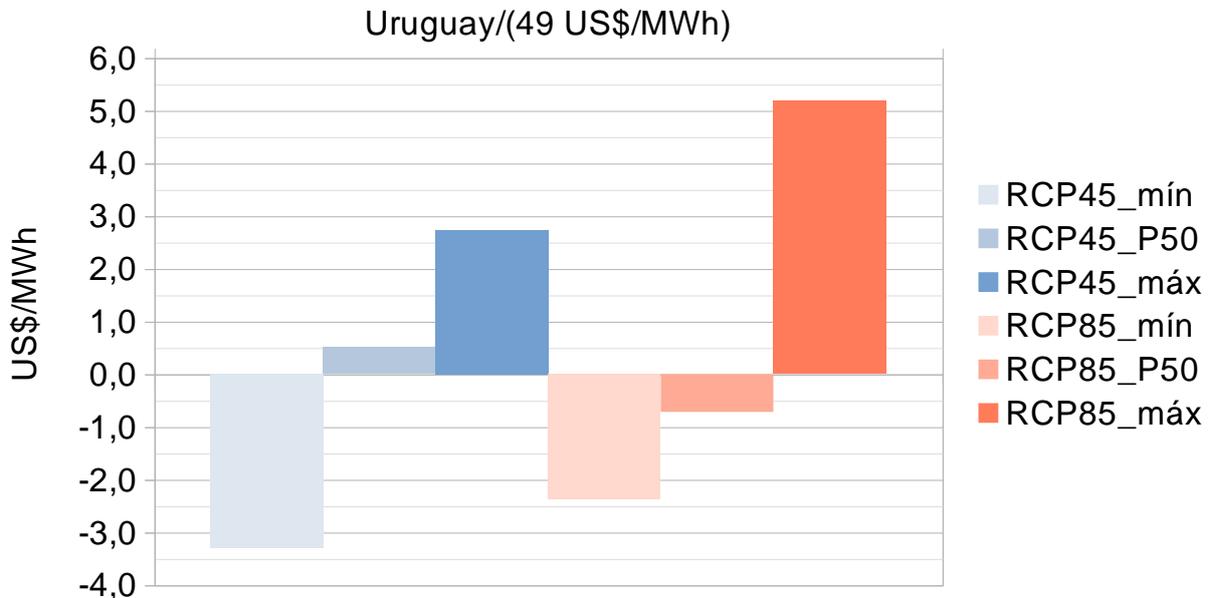


Fig. 22. Variación de la Valorización de la Demanda al Costo Marginal de Generación.

Respecto al impacto, valen los mismos comentarios realizados para el Costo Marginal en cuanto a que no hay una tendencia marcada. De verificarse lo indicado por los modelos que indican un decremento de 3 US\$/MWh seguramente se atrasarán inversiones respecto del plan

supuesto y de verificarse el incremento de 5 US\$/MWh seguramente se adelantarán inversiones respecto de lo previsto.

La Fig. 23 muestra el Costo Marginal de generación por Banda Horaria y la Fig. 24 las variaciones del Costo Marginal respecto del caso Base en cada Banda Horaria. Como se puede apreciar, no hay una variación marcada que implique cambios en la definición de tarifas o en acciones de promoción del uso de la energía en los diferentes tramos horarios.

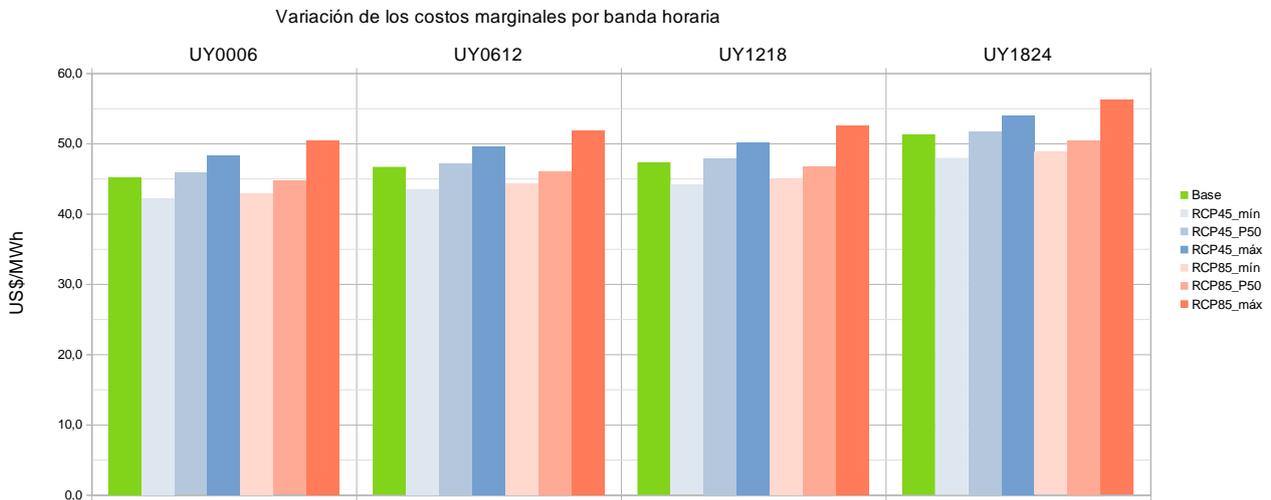


Fig. 24. Costo Marginal de generación por banda horaria

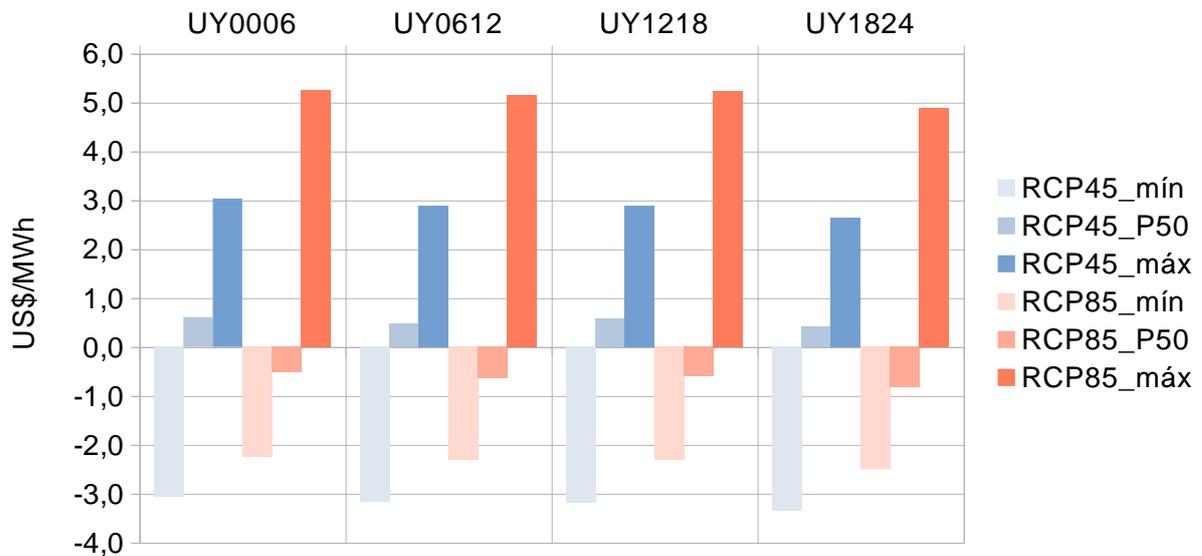


Fig. 23. Variación del Costo Marginal respecto del valor del caso Base por Banda Horaria.

### 5.10. Beneficio por Sustitución Marginal (BSM)

La Fig. 25 muestra la variación del BSM por tecnología expresado como la variación del ingreso por remuneración al marginal menos el costo variable de la energía entregada al sistema por MW instalado y por hora disponible. Como se puede apreciar, para las tecnologías de costo variable nulo, los modelos no presentan una indicación clara del impacto del cambio climático pudiendo variar el BSM entre -3 y 5 US\$/MWh. Estas variaciones son importantes cuando se comparan con los costos de inversión y seguramente dependiendo de cómo evolucione el Cambio Climático (esto es cuál de los modelos sea el que representa mejor lo que suceda) implicará adaptar los planes de inversión atrasando o adelantando instalación de energía eólica y solar. Se observa que, respecto de las centrales térmicas, por su bajo factor de utilización en Uruguay, no se verifican variaciones en el BSM significativas.

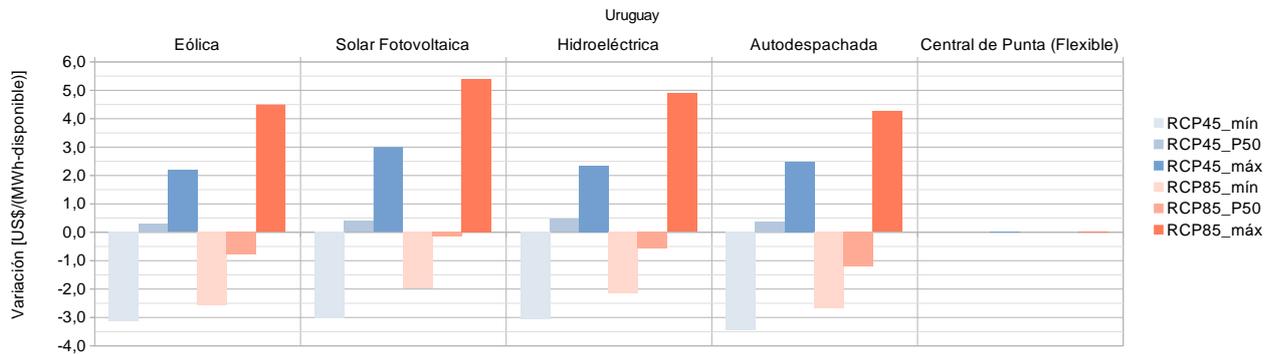


Fig. 25. Variación del Beneficio Marginal de sustitución

## 6. Argentina

### 6.1. Demanda

Como se aprecia en la Fig. 26, la Demanda del sur de Argentina (Comahue y Patagonia) no experimentaría cambios relevantes mientras que la Demanda del resto del país experimentaría un incremento de entre 1,1 y 2,4 % en el escenario RCP45 y de entre 1,7 y 4,3 % en el escenario RCP85.

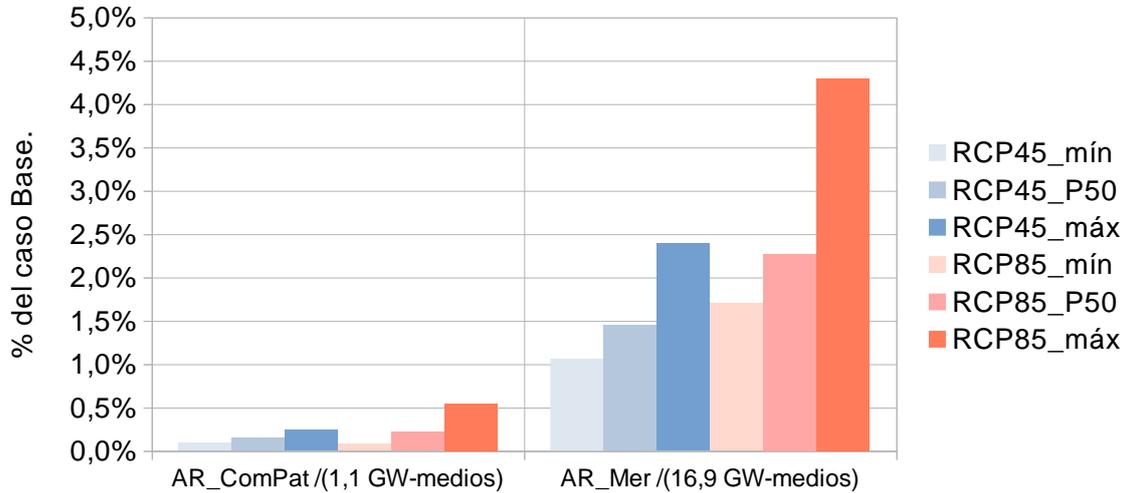


Fig. 26. Variación de la Demanda.

### 6.2. Generación hidroeléctrica

Los resultados de la Fig. 27 evidencian dispersión de los modelos en ambos escenarios respecto de la generación hidroeléctrica.

Para la región **Comahue y Patagonia (ComPat)**, la mediana de los modelos indica un decremento del orden de 0,25 % en la generación hidroeléctrica del en ambos escenarios. Los modelos más extremos indican reducciones de 0,8 y 0,6 % en los escenarios RCP4.5 y RCP8.5 respectivamente.

Para la región **Mercado (Mer)** también se verifica una dispersión de los modelos con variaciones de -2,8 a 2 % para el escenario RCP4.5 y de -0,6 a 2 % para el escenario RCP8.5.

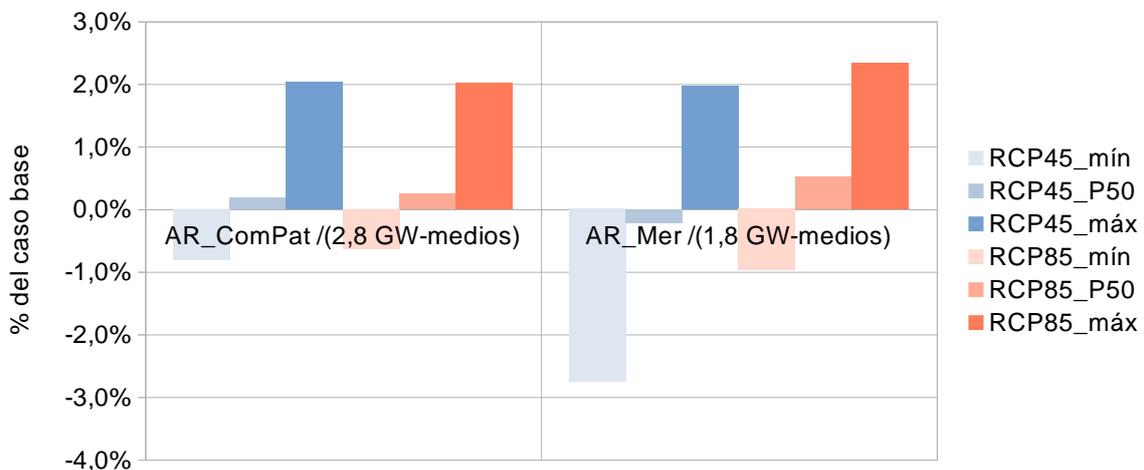


Fig. 27. Variación de la generación hidroeléctrica.

### 6.3. Generación eólica

En la región de Comahue y Patagonia la mediana de los modelos indica decrecimiento en la generación eólica de 1,5 y 2,4 % para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5 respectivamente. Como se puede apreciar, el impacto sobre la producción en el centro y norte es inferior (observando las medianas de los modelos).



Fig. 28. Variación de la generación eólica.

### 6.4. Generación solar

La mediana de los modelos indica un leve aumento en la generación solar en Argentina (zona centro y norte) de 0,3 y 0,4 % para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5. El conjunto de modelos presenta variaciones en ambos sentidos.

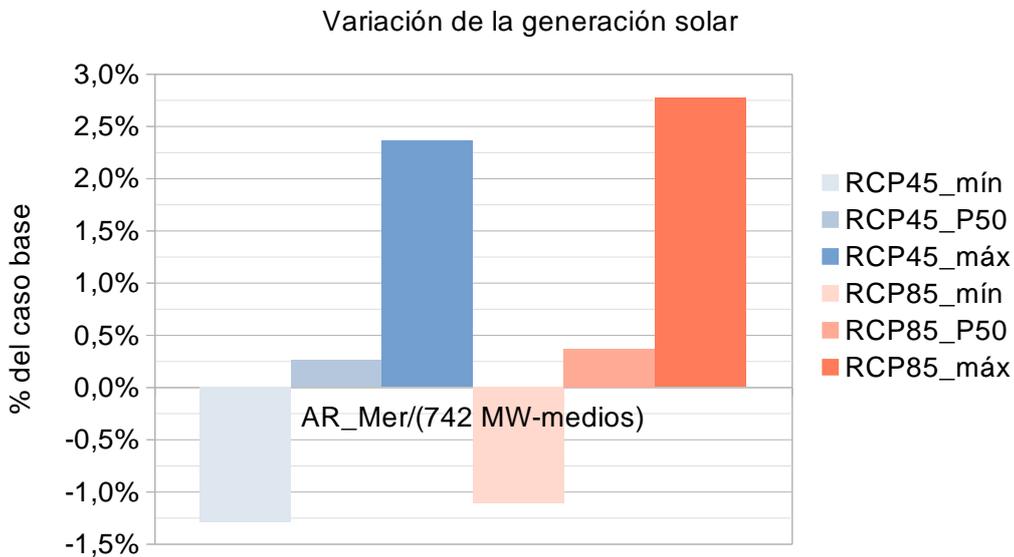


Fig. 29. Variación de la generación solar fotovoltaica.

### 6.5. Generación térmica autodespachada

La generación térmica autodespachada reduce su generación por efecto directo de la temperatura sobre la capacidad de generación de las centrales térmicas. Como se puede apreciar en la Fig. 30 la reducción es levemente mayor en la región AR\_Mer que en la región AR\_ComPat.

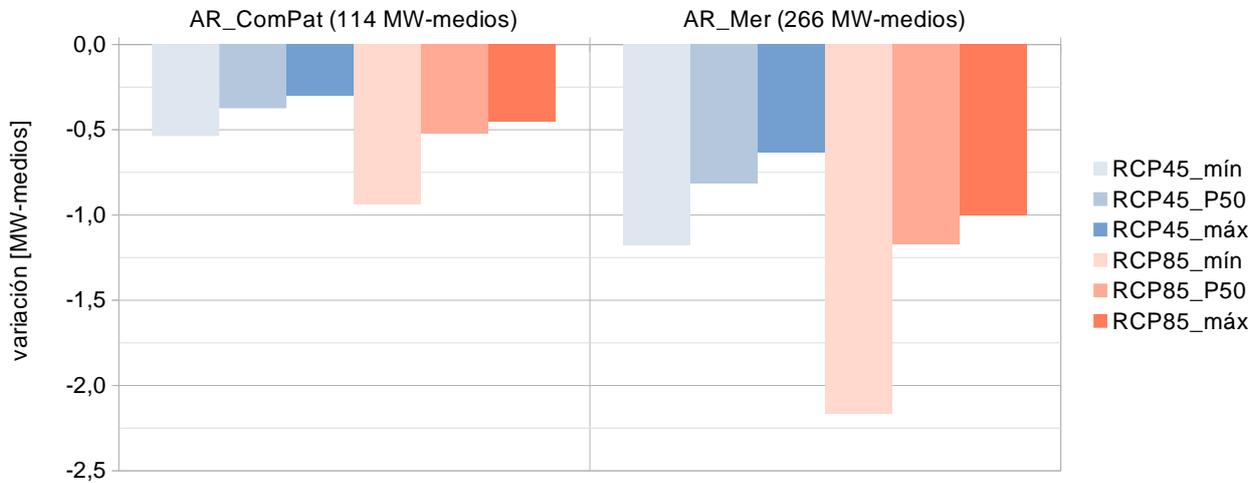


Fig. 30. Variación de la generación térmica autodespachada del conjunto.

### 6.6. Generación de centrales de base (0 < cv < 60)

Como se puede apreciar, la mediana de los modelos muestra un crecimiento de la generación de las centrales de base. Seguramente esto está asociado a que son dichas centrales las que tendrán que cubrir las reducciones de generación de los demás recursos y el aumento de la Demanda.

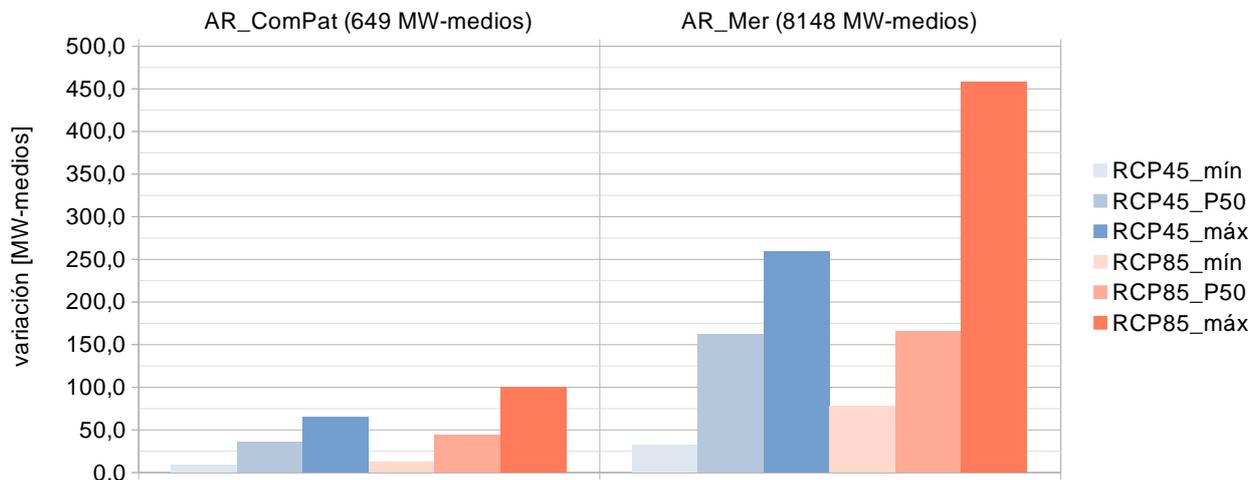


Fig. 31. Variación de la generación con centrales de base.

## 6.7. Generación de centrales de punta (flexibles)

Como se puede apreciar en la Fig. 32 los modelos presentan dispersión en cuanto a la variación de las centrales de punta en ambos escenarios de cambio climático.

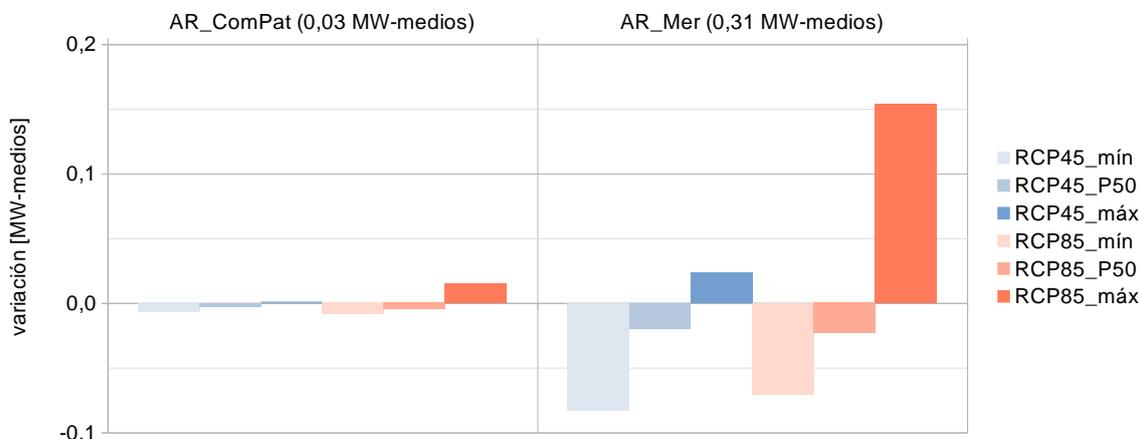


Fig. 32. Variación de la generación de centrales térmicas de punta.

## 6.8. Costo de Abastecimiento de la Demanda Operativo (CADO)

La reducción en los recursos renovables y el correspondiente aumento de generación térmica lleva a que en forma consistente se experimente un aumento en los costos variables de producción. La Fig. 33 muestra los incrementos en US\$/MWh. La mediana de los modelos indica incrementos de 0,46 y 0,61 US\$/MWh para el escenario RCP4.5 y RCP8.5 respectivamente. Los valores extremos serían 0,83 y 1,42 US\$/MWh para ambos escenarios respectivamente.

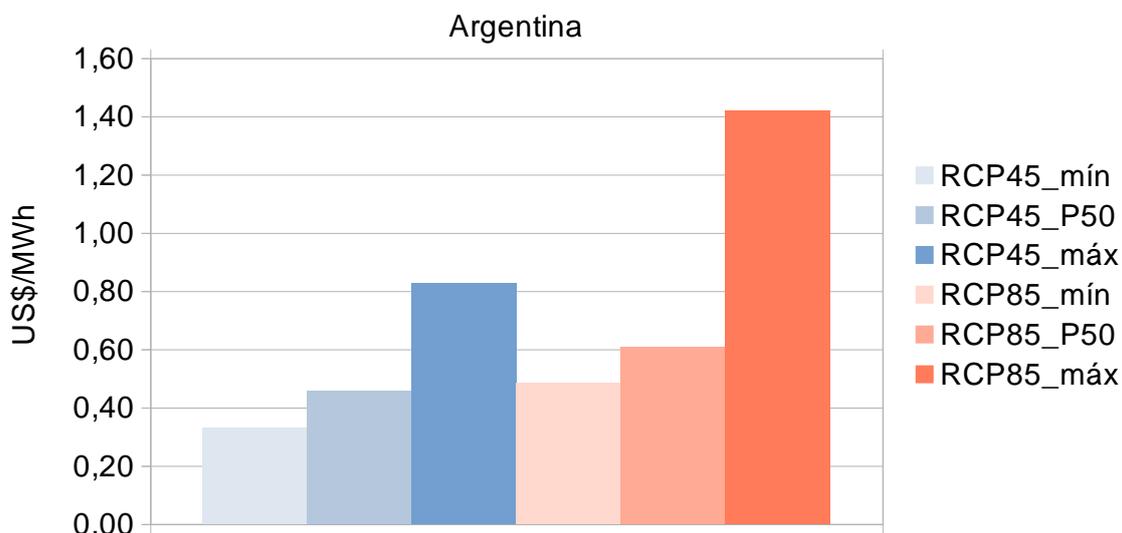


Fig. 33. Variación del Costo de Abastecimiento Operativo (CADO) por unidad de Demanda.

## 6.9. Costo Marginal

La Fig. 34 muestra las variaciones del Costo Marginal de Generación respecto del caso Base. La mediana de los modelos estaría indicando un aumento de 0,7 y 0,9 US\$/MWh en los escenarios RCP4.5 y RCP8.5 respectivamente. Los extremos los modelos indican aumentos de 1,4 y 2,5 US\$/MWh y de ocurrir seguramente dispararán nuevas inversiones en generación.

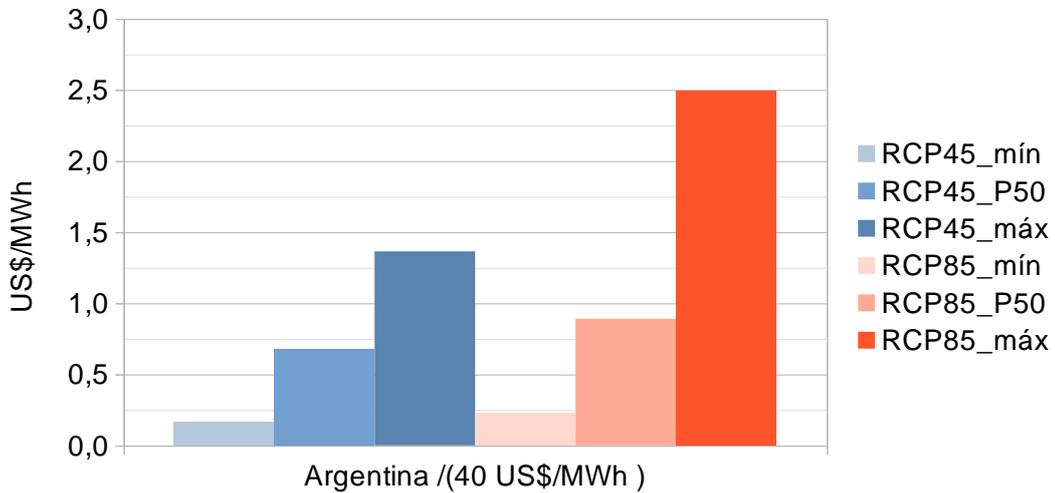


Fig. 34. Variación del Costo Marginal medio.

La Fig. 35 muestra la variación de la valorización de la Demanda al Costo Marginal de generación. Como se puede apreciar las medianas de los modelos indicarían incrementos de 0,8 y 1,1 US\$/MWh para los escenarios RCP4.5 y 8.5 respectivamente. Los valores extremos son de 1 y 2,9 US\$/MWh, lo que en caso de verificarse, seguramente justifiquen la instalación de más recursos de generación.

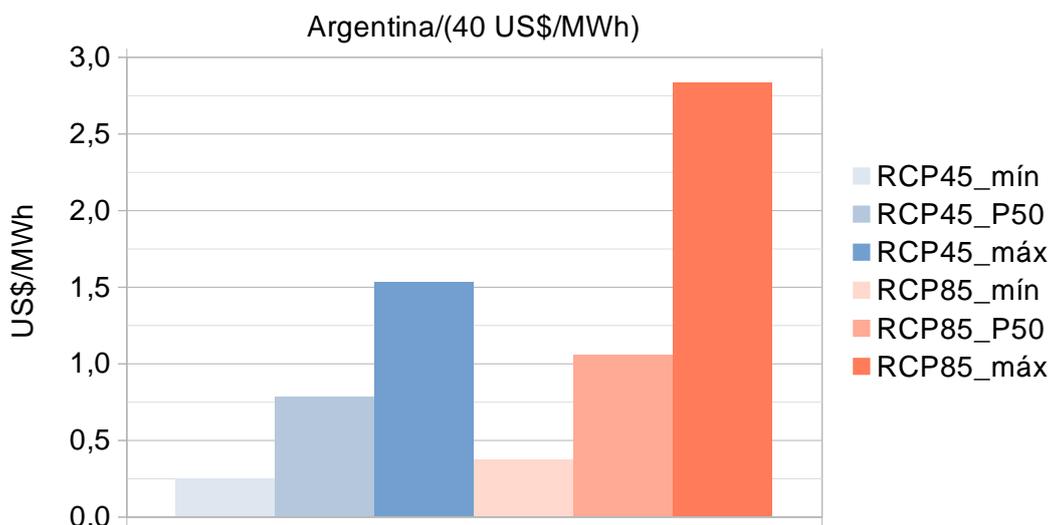


Fig. 35. Variación de la Valorización de la Demanda al Costo Marginal de Generación.

La Fig. 36 muestra los Costos Marginales por Banda Horaria. Las Figs. 37 y 38 muestran la variación del costo marginal para las cuatro Bandas Horarias respecto del caso Base para las dos zonas de Argentina consideradas.

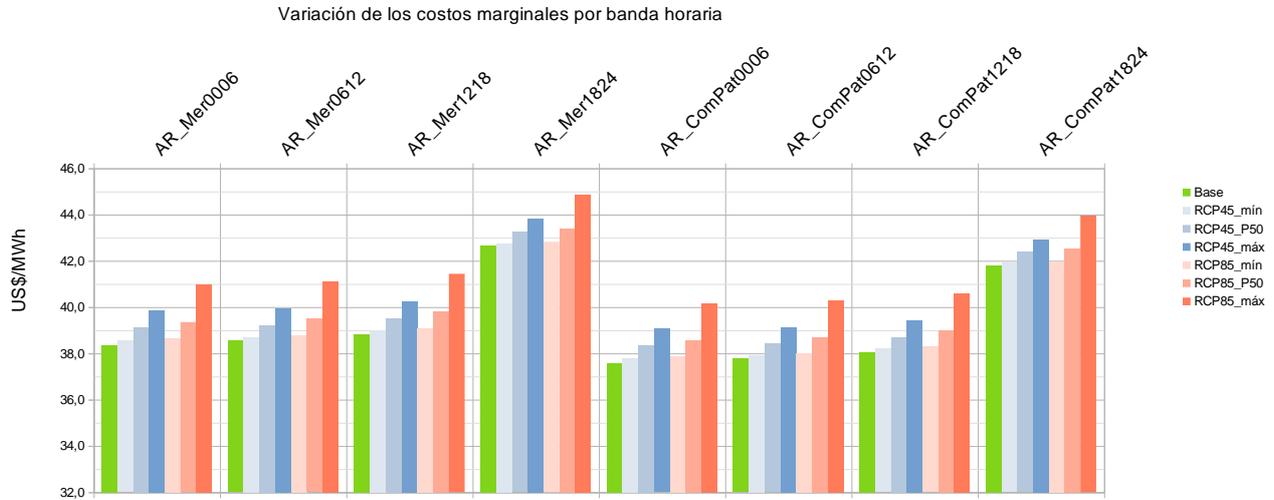


Fig. 36. Costos Marginales por Banda Horaria.

Las figuras muestran un aumento consistente del Costo Marginal sin una diferenciación relevante entre las bandas horarias.



Fig. 37. Variación del Costo Marginal de Generación por Banda Horaria en la zona AR\_Mer.

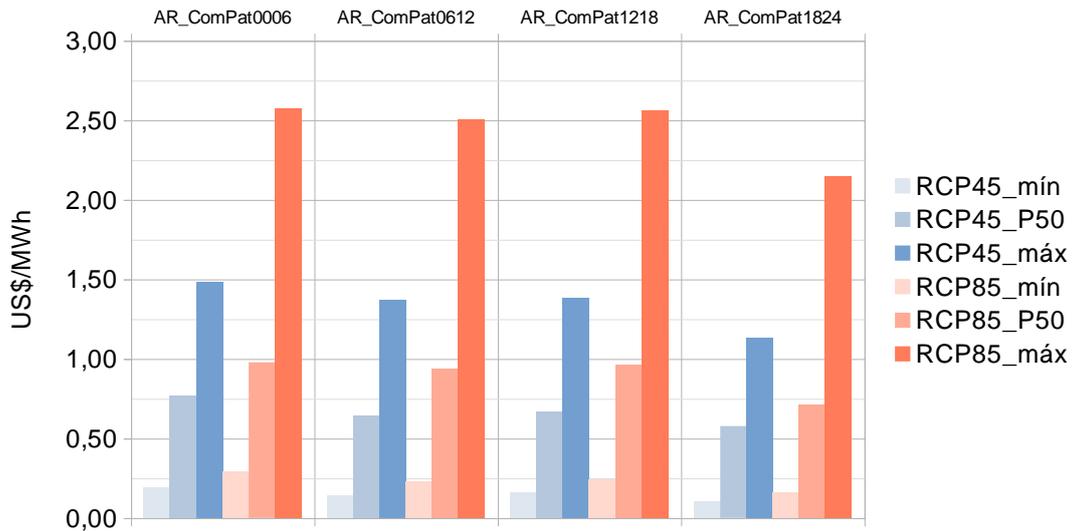


Fig. 38. Variación del Costo Marginal de Generación por Banda Horaria para la zona AR\_ComPat.

### 6.10. Beneficio por Sustitución Marginal (BSM)

La Fig. 39 muestra BSM por tecnología en la región sur. Como puede apreciarse las medianas de los modelos muestran incrementos de entre 0,5 y 0,75 US\$/MWh para las tecnologías de costo variable nulo y del orden de 0,5 US\$/MWh para las centrales térmicas de base. Para las centrales térmicas de punta no se producen cambios significativos en el BSM por efectos del Cambio Climático.

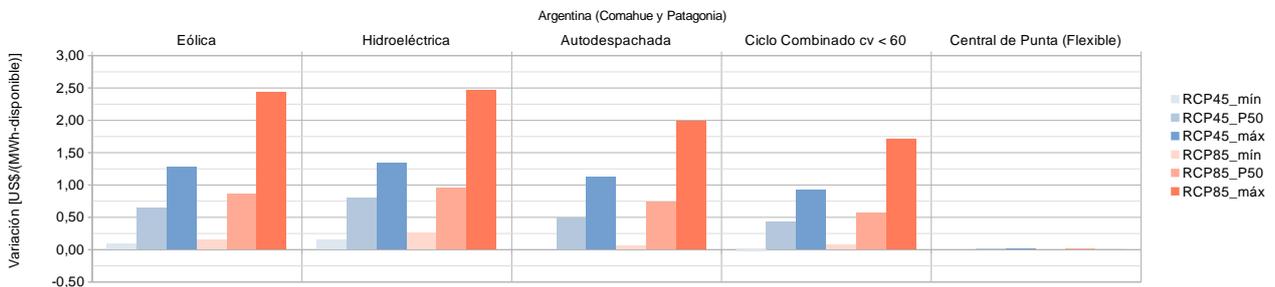


Fig. 39. Beneficio por Sustitución Marginal (Comahue y Patagonia).

La Fig. 40 muestra el BSM para la región Mercado mostrando un comportamiento similar al de la región Sur e incorporando la variación de la Solar Fotovoltaica.

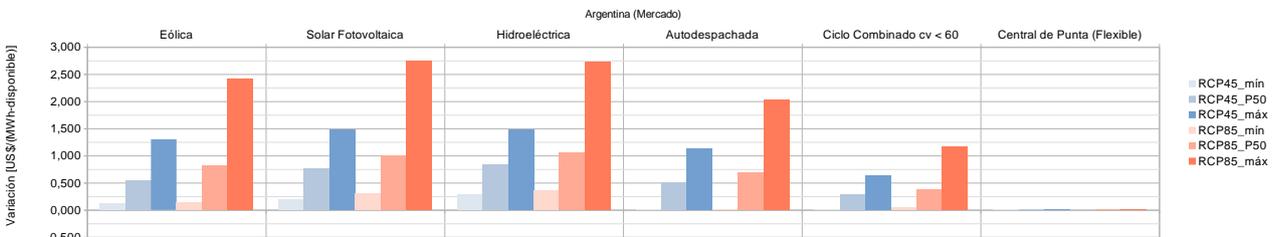


Fig. 40. Variación del impulso inversor.

## 7. Paraguay

Paraguay cuenta con Itaipú y Yacyretá, dos grandes centrales hidroeléctricas que comparte con Brasil y Argentina respectivamente. Para las simulaciones, se supuso que todo lo que no consume Paraguay de su 50 % de ambas hidroeléctricas lo exporta a Brasil y a Argentina respectivamente.

### 7.1. Demanda

La Fig. 41 muestra que en todos los modelos y para ambos escenarios, la Demanda de Paraguay experimentará un aumento. La mediana de los modelos indica un aumento de 3 y 4,5 % para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5 respectivamente. Estos incrementos son sobre una Demanda media de 4,2 GW lo que se traduce en incrementos de 126 y 189 MW-medios respectivamente.

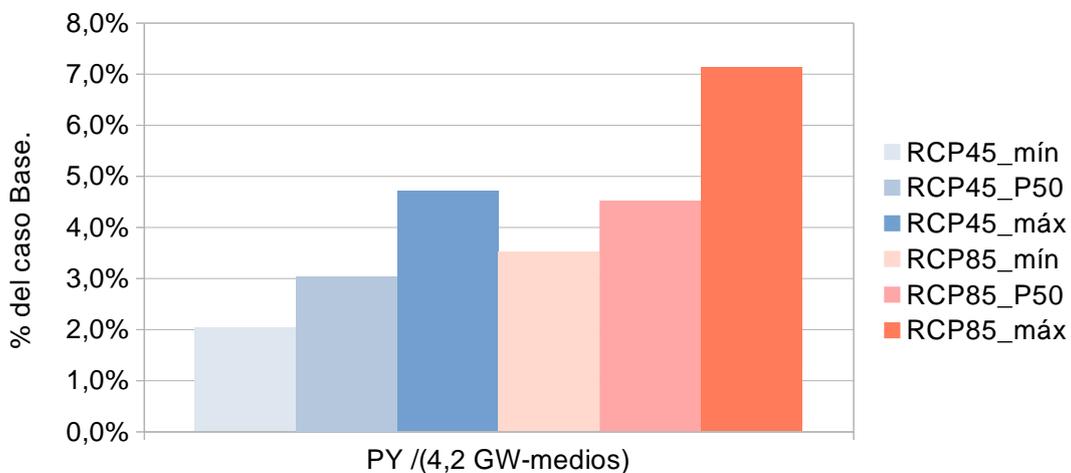


Fig. 41. Variación de la Demanda.

### 7.2. Generación hidroeléctrica

La mediana de los modelos indica un aumento de 2,9 y 3,9 % para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5 respectivamente. Estos incrementos son sobre una generación media de 6,8 GW lo que se traducen en incrementos de 195 y 262 MW-medios respectivamente, que resultan mayores correlativamente a los incrementos de Demanda indicados en la sección 7.1.

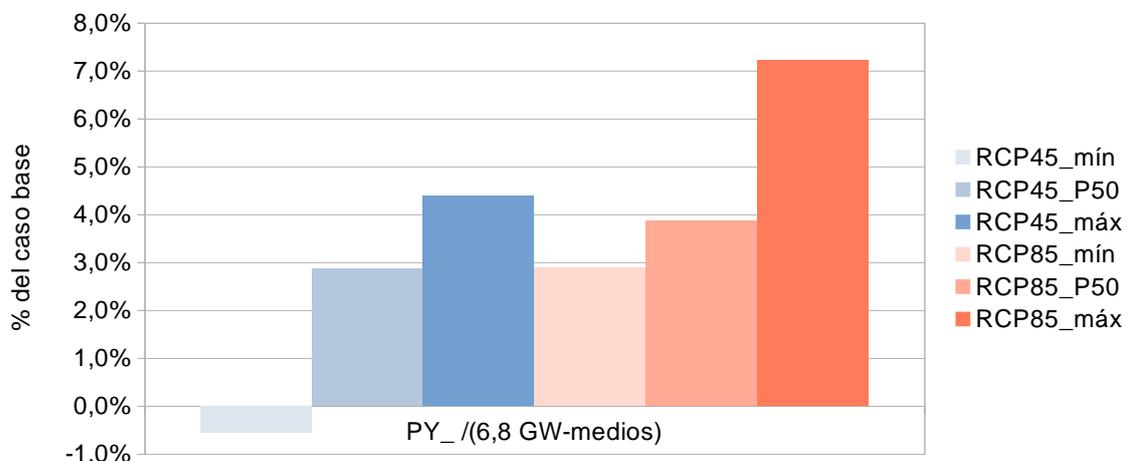


Fig. 42. Variación de la generación hidroeléctrica.

### 7.3. Generación eólica, solar y térmica

En el caso de Paraguay, solo se consideró generación hidroeléctrica.

### 7.4. Costo de Abastecimiento de la Demanda Operativo (CADO)

Como fuera indicado en las secciones 7.1 y 7.2 el incremento en la generación hidroeléctrica es levemente superior al incremento de la Demanda, lo que lleva a una reducción del costo operativo de abastecer la Demanda como se muestra la Fig. 43. Este decremento está directamente relacionado a un aumento en los excedentes exportables de Paraguay por lo que su valor dependerá de las condiciones de venta de dichos excedentes.

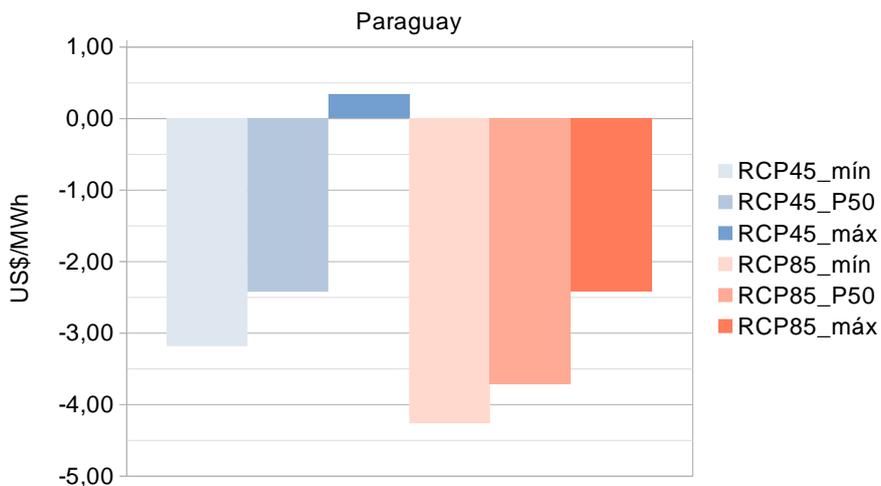


Fig. 43. Variación del Costo de Abastecimiento Operativo (CADO) por unidad de Demanda.

### 7.5. Costo Marginal

Paraguay es excedentario en energía por el porte de las hidroeléctricas de Itaipú y Yacretá. Dependiendo de cómo se considere el acuerdo de uso de Itaipú, el Costo Marginal de Generación en Paraguay es 0 (cero) o es el mismo que el de la región Sur-Este de Brasil. Por tanto, dependiendo de esta consideración, el impacto del Cambio Climático sobre el Costo Marginal de Generación será nulo o el mismo que el de la región Sur-Este de Brasil.

### 7.6. Beneficio por Sustitución Marginal (BSM)

El BSM queda determinado por la correlación entre el Costo Marginal de Generación y la disponibilidad de los recursos base de cada tecnología. Dada la incertidumbre sobre cómo considerar el Costo Marginal de Generación y que a 2030 no se prevé la incorporación de eólica, solar o centrales térmicas, no es posible el cálculo de las variaciones del BSM.

## 8. Brasil

### 8.1. Demanda

La Fig. 44 muestra la variación de la Demanda para las regiones Sur y Sur-Este de Brasil. Para la región Sur, la mediana de los modelos indica un crecimiento de 0,28 y 0,34 % para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5 respectivamente. Para la región Sur-Este la mediana de los incrementos es de 0,55 y 0,67 % respectivamente. Se observa que en todos los casos los incrementos son inferiores al 1 %.

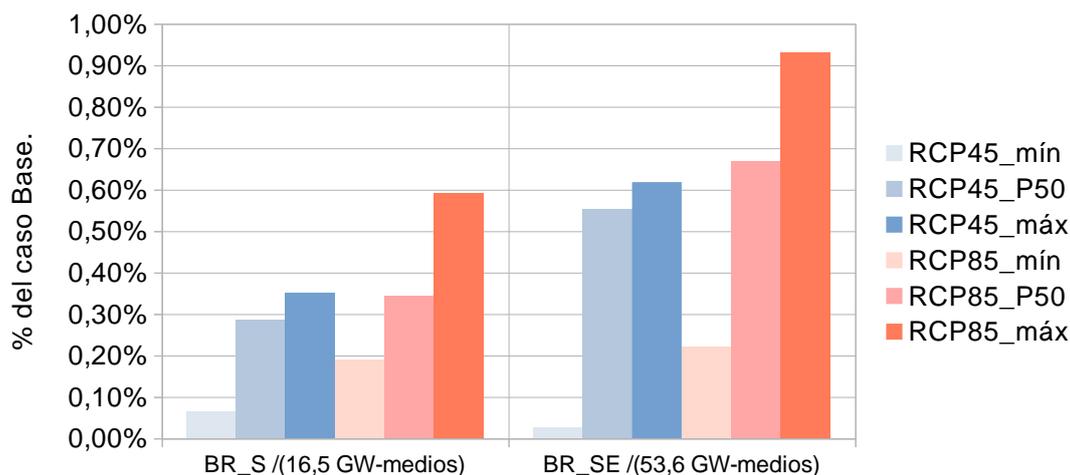


Fig. 44. Variación de la Demanda.

### 8.2. Generación hidroeléctrica

La Fig. 45 muestra que para la región Sur la mediana de los modelos muestra un leve decremento de 1 % y de 0,3 % de la generación hidroeléctrica en los escenarios RCP4.5 y RCP8.5. También se observa que al ser las medianas tan próximas a cero, los casos extremos indican decrementos o incrementos según cuál de los extremos se observe.

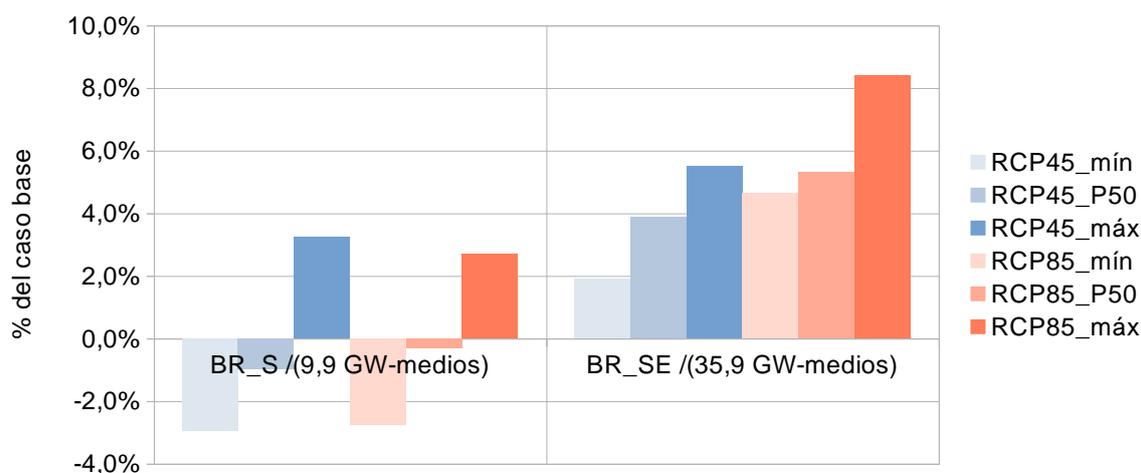


Fig. 45. Variación de la generación hidroeléctrica.

Para la región Sur-Este, se observa un incremento de la generación hidroeléctrica en ambos escenarios y para cualquier de los modelos.

Siendo la generación medida del caso base de 9,9 GW y 35,6 GW para la región Sur y Sur-Este respectivamente, los incrementos en esta última hacen que en el conjunto Brasil resulte con un claro incremento en la generación hidroeléctrica.

### 8.3. Generación eólica

La generación eólica más importante de Brasil se encuentra en el Noreste. Como sobre esa región no se modeló el Cambio Climático los resultados no deben considerarse como representativos del total de la generación eólica de Brasil.

En la Fig. 46 se muestra la variación de la generación eólica respecto del caso Base. Se observa que la mediana de los modelos no presenta un impacto relevante sobre este recurso, si bien en los extremos muestran variaciones de -5,9 a +4,8 % para el escenario RCP4.5 y de -7 a +6,3 % para el RCP8.5.

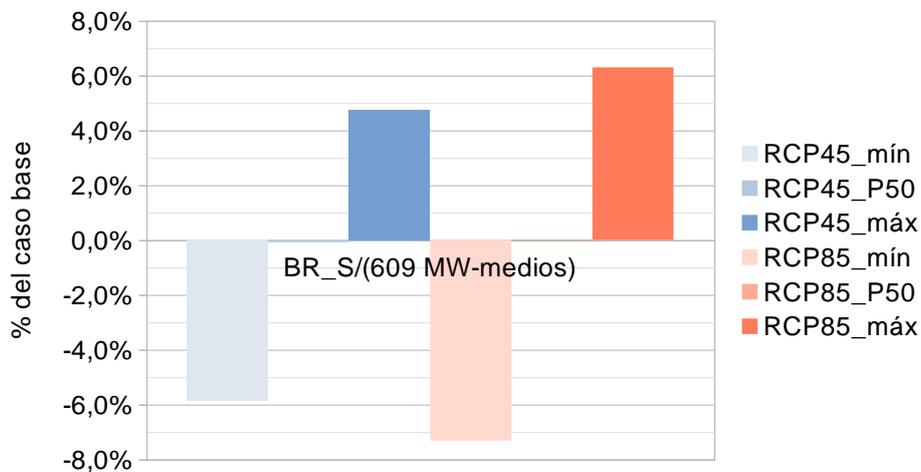


Fig. 46. Variación de la generación eólica.

### 8.4. Generación solar

La generación solar modelada con afectación por Cambio Climático se encuentra en la región Sur-Este. La Fig. 47 resume las variaciones respecto del caso Base. Se observa que los modelos son consistentes en mostrar decrementos de generación solar que de acuerdo a las medianas estarían entre 1,7 % para el escenario RCP4.5 y 2,7 % para el escenario RCP8.5.

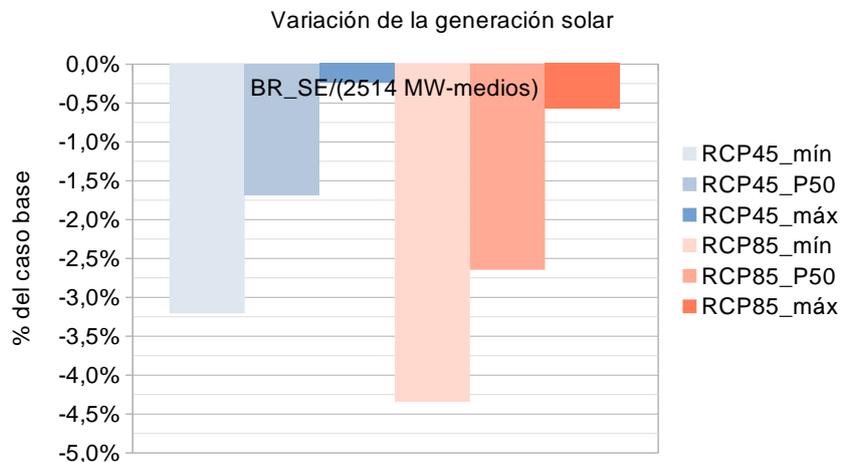


Fig. 47. Variación de la generación solar fotovoltaica.

## 8.5. Generación térmica autodespachada

Todos los modelos indican decrementos en la generación autodespachada, siendo más severos dichos decrementos en el escenario RCP8.5, debido que el mismo está directamente asociado a la reducción de la capacidad de generación de las centrales térmicas por aumento de la temperatura. De cualquier manera observar que las reducciones son insignificantes respecto de la producción media del caso Base.

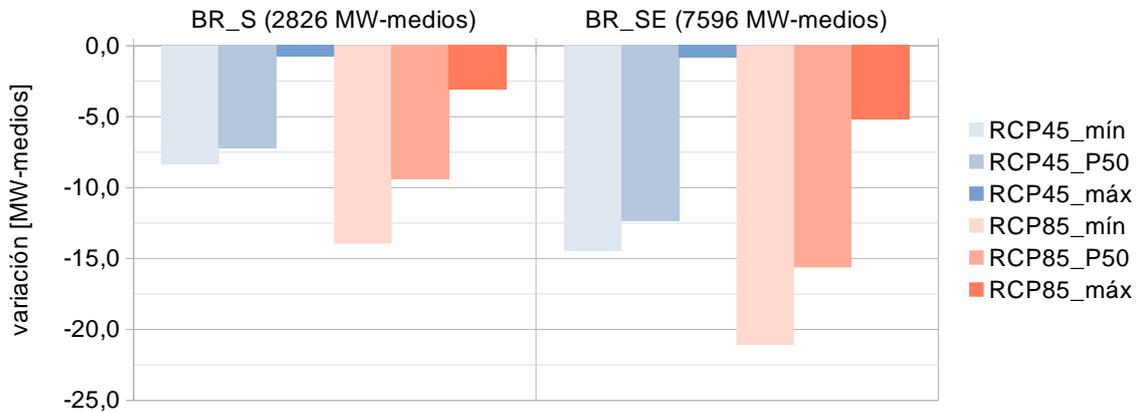


Fig. 48. Variación de la generación térmica autodespachada del conjunto.

## 8.6. Generación de centrales de base ( $0 < cv < 60$ )

Como se puede apreciar en la Fig. 49, se reduce el uso de centrales térmicas de base en ambos escenarios. La reducción en estas centrales está directamente asociada a la mayor disponibilidad del recurso hidroeléctrico.

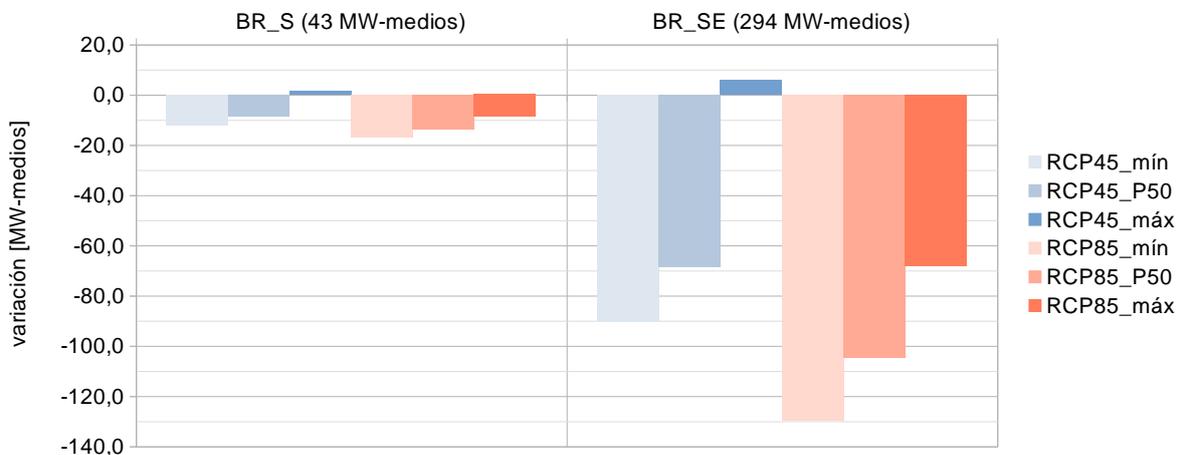


Fig. 49. Variación de la generación con centrales de base.

### 8.7. Generación de centrales de punta (flexibles)

Como se puede apreciar en la Fig. 50, se reduce el uso de centrales térmicas de punta de base en ambos escenarios, reducción que está directamente asociada a la mayor disponibilidad del recurso hidroeléctrico.

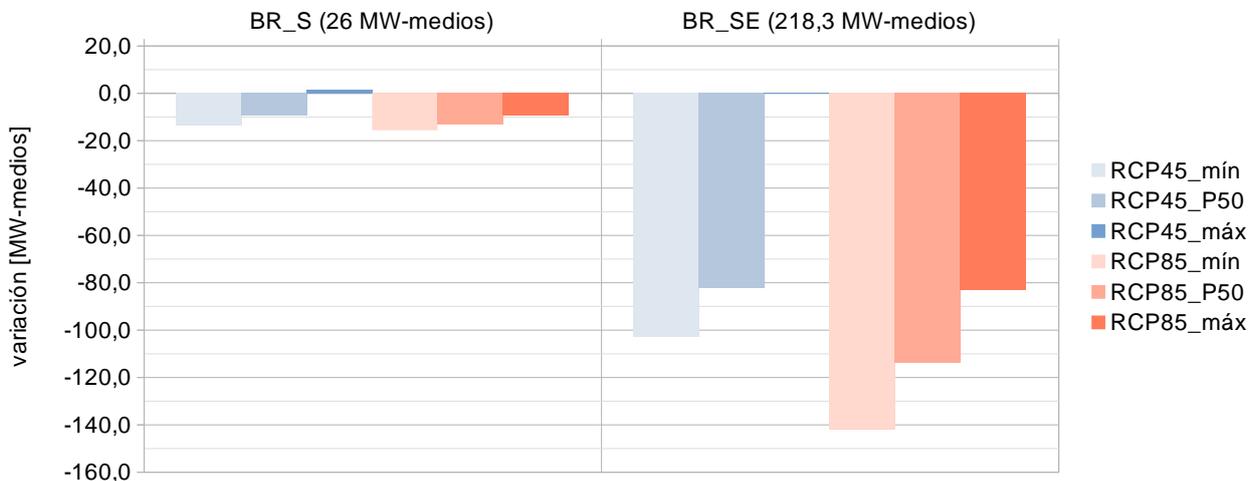


Fig. 50. Variación de la generación de centrales térmicas de punta.

### 8.8. Costo de Abastecimiento de la Demanda Operativo (CADO)

El aumento en los recursos de generación por encima del aumento de la Demanda lleva a un decremento en los costos variables de abastecer la Demanda de 0,2 y 0,36 US\$/MWh según la mediana de los modelos (ver Fig. 51).

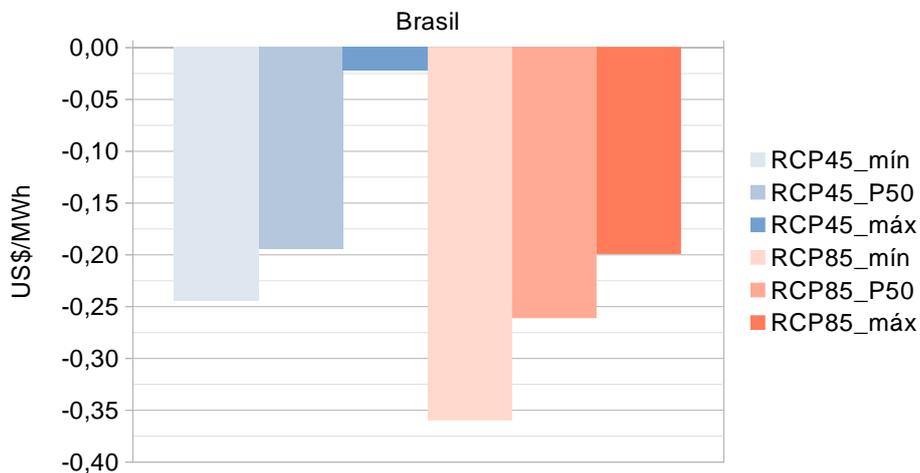


Fig. 51. Variación del Costo de Abastecimiento Operativo (CADO) por unidad de Demanda.

## 8.9. Costo Marginal

El costo marginal de generación muestra decrementos importantes según la mediana de los modelos para ambos escenarios de Cambio Climático como se aprecia en la Fig. 52.

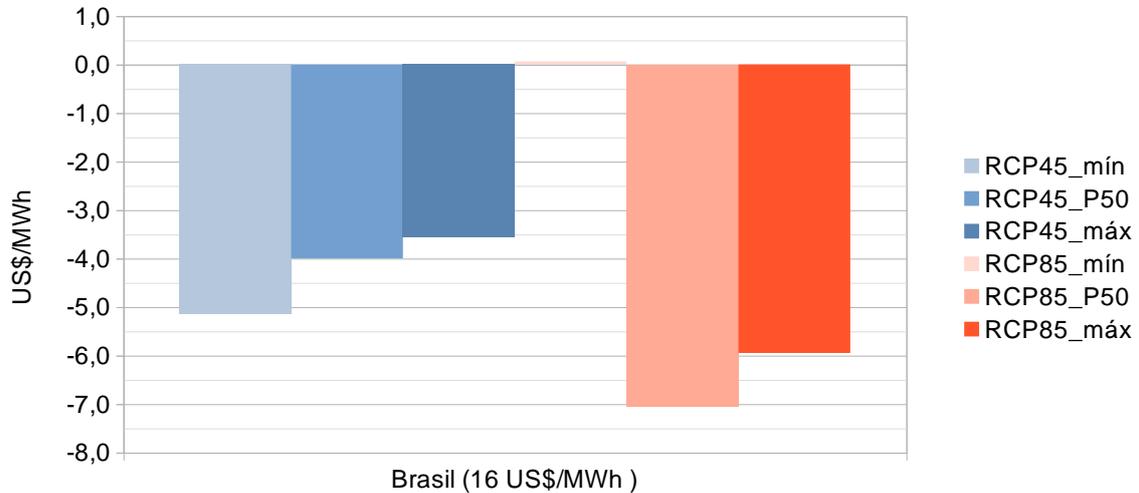


Fig. 52. Variación del Costo Marginal medio.

La Fig. 53 muestra que la valorización de la Demanda al Costo Marginal también tiene decrementos importantes, consistentes con la reducción del Costo Marginal y levemente superiores a éstas. Que la reducción de la valorización de la Demanda al Costo Marginal sea superior a la reducción del Costo Marginal, es consistente con que una mayor disponibilidad del recurso hidroeléctrico permite una mejor utilización de la capacidad instaladas en las centrales hidroeléctricas para abastecer las horas de mayor requerimiento de potencia.

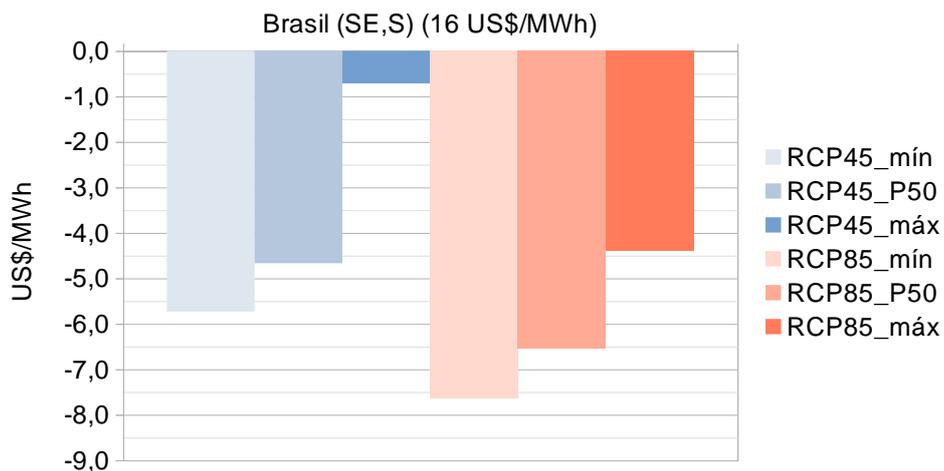


Fig. 53. Variación de la Valorización de la Demanda al Costo Marginal de Generación.

La Fig. 54 Muestra el Costo Marginal por Banda Horaria para el caso Base y para los dos escenarios de Cambio Climático.



Fig. 54. Costos Marginales por Banda Horaria.

La Fig. 55 muestra la variación del Costo Marginal respecto del caso Base en cada Banda Horaria. Se observa que las reducciones del tramo horario de 18:00 a 24:00 son levemente superiores a las del resto de tramos, lo que es consistente con que una mayor disponibilidad del recurso hidroeléctrico permite un mejor uso de la potencia instalada hidráulica.

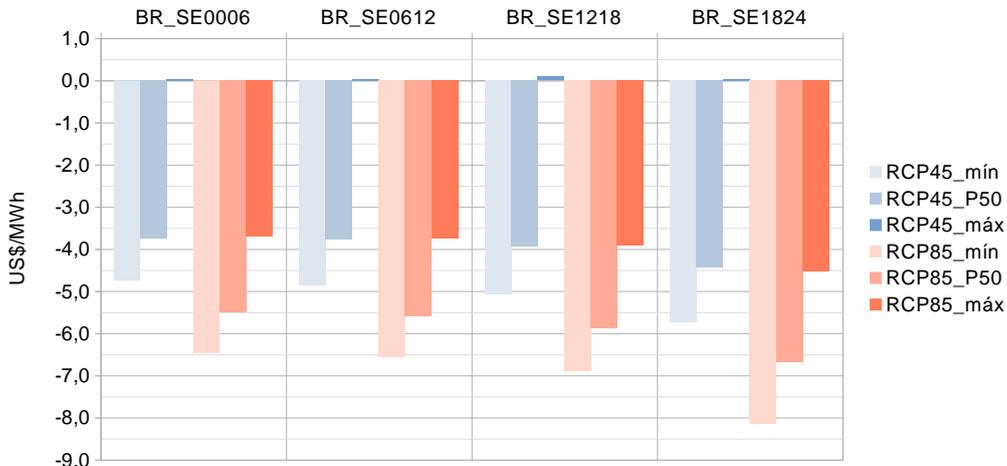


Fig. 55. Variación del Costo Marginal en cada Banda Horaria para la región Sur-Este.

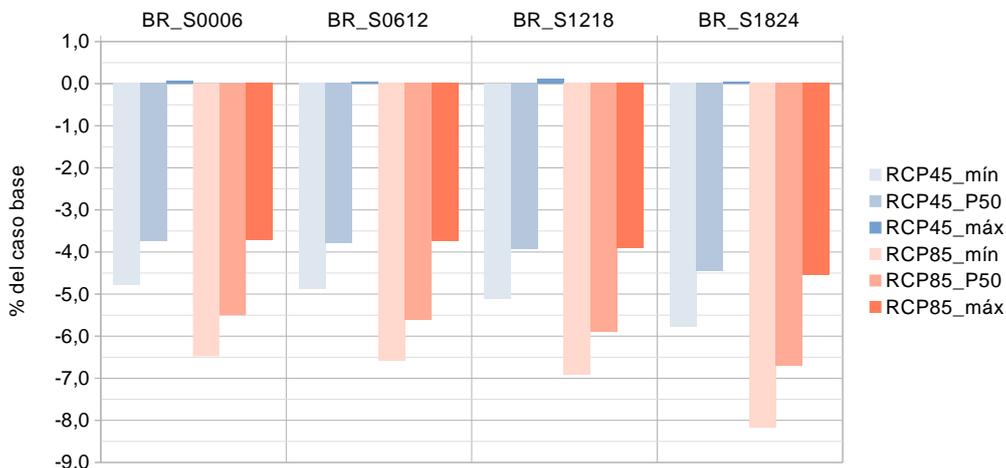


Fig. 56. Variación del Costo Marginal de Generación en cada Banda Horaria en la región Sur.

## 8.10. Beneficio por Sustitución Marginal (BSM)

Las Figs. 57 y 58 muestran reducciones en el BSM, según las medianas de los modelos en ambos escenarios, lo que es consistente con una mayor disponibilidad del recurso hidroeléctrico.

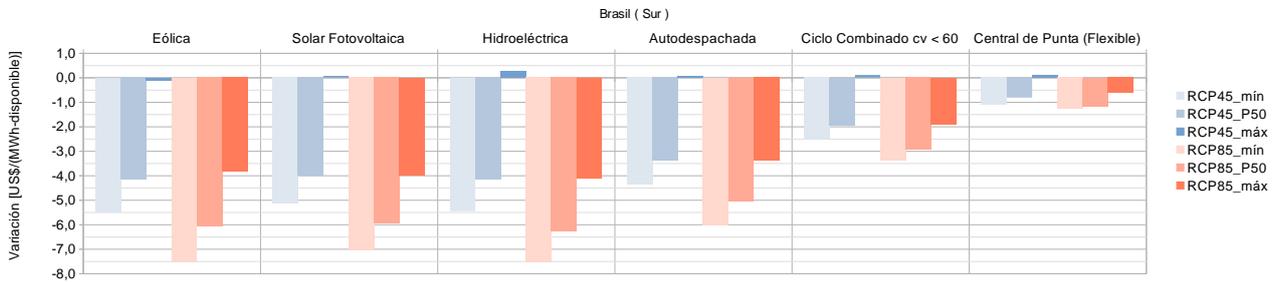


Fig. 58. Variación del Beneficio por Sustitución Marginal en la región Sur de Brasil.

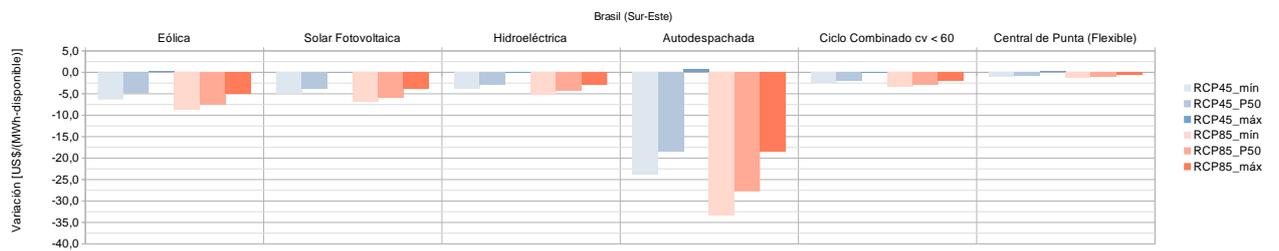


Fig. 57. Variación del Beneficio por Sustitución Marginal en la región Sur-Este de Brasil.

## 9. Modelado de los sistemas

---

Se modelaron los sistemas de generación de energía eléctrica de Uruguay, Argentina, Paraguay y Brasil y las capacidades de interconexión entre los mismos.

En todos los casos se modeló la infraestructura proyectada para el año 2030 de acuerdo a la información pública priorizando, en caso de disponer de más de una fuente, aquella correspondiente a instituciones nacionales (ministerios y organismos encargados del despacho) especialmente la utilizada por los organismos encargados del despacho.

Con la información disponible, se realizaron modelos detallados de cada país por separado y luego, a partir de esos modelos detallados, se construyó un modelo simplificado del conjunto que permita representar para cada país la oferta térmica, la generación de fuente hidráulica, eólica y solar, así como la Demanda con su variación con la temperatura. Este modelo tiene en cuenta los límites de intercambio entre los países. La simplificación del modelo conjunto consiste en un agrupamiento<sup>4</sup> de las centrales térmicas por su flexibilidad para el despacho y por su costo variable de generación.

Al ser el año 2030 cercano en términos de tiempos asociados a la instalación de infraestructuras, se asume que la instalación de hidráulicas y ERNC no diferirá sustancialmente de lo planificado y que consta en la documentación disponible [9], [10], [11], [12], [13],[14]. [15], [16] y [17]. En otras palabras, se asume que de aquí al 2030 no se produce adaptación de los planes de expansión basadas en el cambio climático.

El objetivo del estudio es captar el impacto del cambio climático sobre el sector eléctrico de la cuenca del Río de la Plata. El cambio climático se manifestará en la variación de la energía hidroeléctrica, eólica y solar disponible, además de afectar las Demandas por las variaciones en la temperatura. La temperatura también impacta sobre la capacidad de generación de las centrales térmicas y sobre el rendimiento de conversión de las plantas eólicas y solares.

El impacto de la variación de la generación debida a la variación de los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas, de la velocidad de viento y de la radiación solar, se cuantifica utilizando un simulador de operación de los sistemas eléctricos considerando. El simulador utiliza modelos estocásticos que tienen en cuenta las correlaciones tanto espaciales como temporales de las variables afectadas por el Cambio Climático. Estos modelos estocásticos son entrenados utilizando series temporales de las mismas variables. Se suministró a Tecnalía (consultores de Cambio Climático contratados en el marco de ese mismo proyecto) las series temporales correspondientes al escenario Base (las series históricas) y se recibió de Tecnalía las mismas series transformadas, según nueve modelos del comportamiento del clima y para los dos escenarios de cambio climático considerados. Con las series recibidas, se entrenaron los modelos estocásticos, uno para cada modelo y para cada escenario de cambio climático, y se realizaron las simulaciones que permiten valorar el correspondiente impacto.

---

4 El agrupamiento consiste en considerar agrupar centrales de similar costo variable y flexibilidad en una única central con muchas unidades de igual potencia y costo variable. Para cada subsistema, el dimensionado de las unidades, consideradas en el modelo, se realizó sumando la potencia de todas las centrales agrupadas y dividiendo por la cantidad de centrales de forma de reflejar correctamente la disponibilidad de las mismas. Los agrupamientos de centrales de similar costo variable en cada subsistema se realizaron para reducir la complejidad del sistema a simular y lograr así tiempos de ejecución menores.

Adicionalmente, a la variación de la generación por impacto del cambio climático sobre los recursos de generación, se incluye el modelado de la afectación de la generación de las máquinas térmicas, las plantas fotovoltaicas y eólicas con la temperatura ambiente debida a variaciones en la potencia máxima, el rendimiento y la densidad del aire respectivamente con los modelos ya analizados.

En la Fig. 59 se observa un esquema general del Sistema Simulado y se muestra un detalle de la zona en la que se evaluó el impacto del CC.

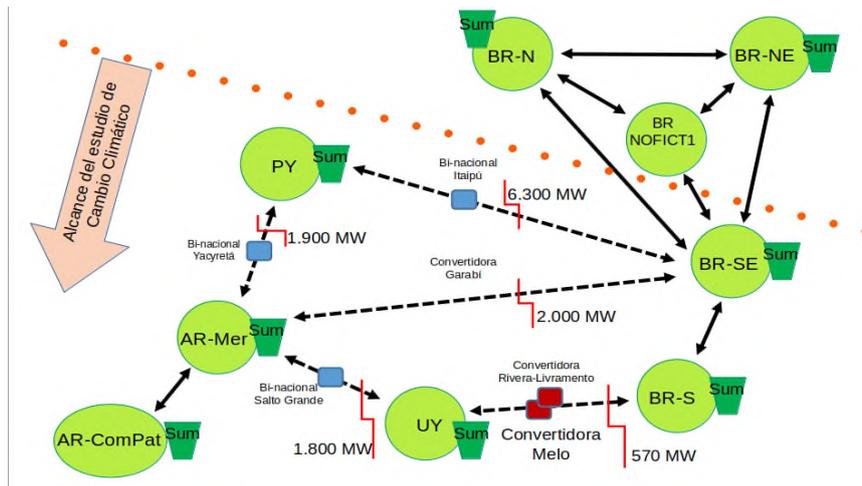


Fig. 59. Sistema Simulado y ALCANCE del estudio de cambio Climático.

Se modela la generación completa de los cuatro países (Uruguay, Argentina, Paraguay y Brasil) que comparten la Cuenca del Río de la Plata identificando en el modelado las siguientes regiones:

- UY: Uruguay.
- AR\_ComPat: Sur de Argentina comprendiendo la demanda el Comahue y Patagonia.
- AR\_Mer: El resto de Argentina (Centro y Norte). Corresponde a la zona de mayor demanda.
- PY: Paraguay.
- BR\_SE: Brasil Sureste. Corresponde a la zona de mayor demanda.
- BR\_S: Brasil Sur. Corresponde a la zona de Río Grande do Sul incluyendo Porto Alegre.
- BR\_NE: Brasil Noreste.
- BR\_N: Brasil Norte.

Las regiones BR\_NE y BR\_N no pertenecen a la Cuenca del Río de la Plata y por tanto no se modelaron sobre las mismas los efectos del Cambio Climático.

En la Tabla 3 se muestran las Demandas y la Generación del año 2030 para el caso Base. A los efectos de equilibrar la oferta con la demanda y evitar así interferencia en evaluar las consecuencias del cambio climático, se realizaron los siguientes ajuste respecto de lo proyectado al 2030 en Brasil y Uruguay: a) En Brasil se procedió a disminuir la demanda en un 3 % y b) en Uruguay además de esa misma medida se instalaron 450 MW de energía Solar adicionales a las establecidas al caracterizar los planes de expansión disponibles.

Se observa que la demanda de la zona de estudio de CC es el 80 % de la demanda de los cuatro países en su conjunto, y que la energía generada es el 72 % de la generación total. La Tabla 2 resume el detalle de los conceptos por región sobre los que no se evaluó el impacto del CC.

Tabla 2. Generación y Demanda al 2030 y alcance del estudio de impacto al CC.

		REGIONES		PAÍSES	
		Dem	Gen	Dem	Gen
		MW-m	MW-m	MW-m	MW-m
AR	ComPat	<b>1.056</b>	<b>5.256</b>	17.995	18.238
	MER	<b>16.939</b>	<b>12.982</b>		
BR	N	7.857	11.255	93.385	98.008
	NE	15.445	23.490		
	S	<b>16.502</b>	<b>14.076</b>		
	SE	<b>53.581</b>	<b>49.187</b>		
PY		<b>4.223</b>	<b>6.513</b>	4.223	6.513
UY		<b>1.537</b>	<b>1.670</b>	1.537	1.670
Total		117.140	124.430		

Tabla 3. Conceptos no considerados para evaluar el impacto del CC.

	MW-m			
Generación total	124.396	100 %	100 %	
Térmica del NE y N de BR (incluye PCT)	3.576	3 %	33 %	
Hidráulica del NE y N de BR (incluye PCH)	15.213	12 %		
Eólica del NE y N de BR	11.950	10 %		
Solar del NE y N de BR	3.980	3 %		
PCT del SE de BR*	<b>4637</b>	<b>4 %</b>	7 %	
PCT del S de BR*	<b>848</b>	<b>1 %</b>		
Eólica del SE de Brasil*	<b>7</b>	<b>0 %</b>		
Solar del S de Brasil*	<b>3</b>	<b>0 %</b>		
PCH+Resto Hidro de Argentina *	<b>361</b>	<b>0 %</b>		
Generación en la que se modela el CC	<b>83.821</b>	<b>67 %</b>	<b>67 %</b>	<b>93 %</b>

(\*) Elementos sobre los que no se modeló el efecto del Cambio Climático.

La generación sobre la que no se modeló el impacto del CC ubicada en la zona del estudio representa en energía generada un 7 % del total de la zona del estudio.

En la Fig. 60 se muestra para cada país el detalle de la matriz de generación, y la proporción de la Demanda y los excedentes vertidos (Sumidero) para el año 2030 en el caso Base.

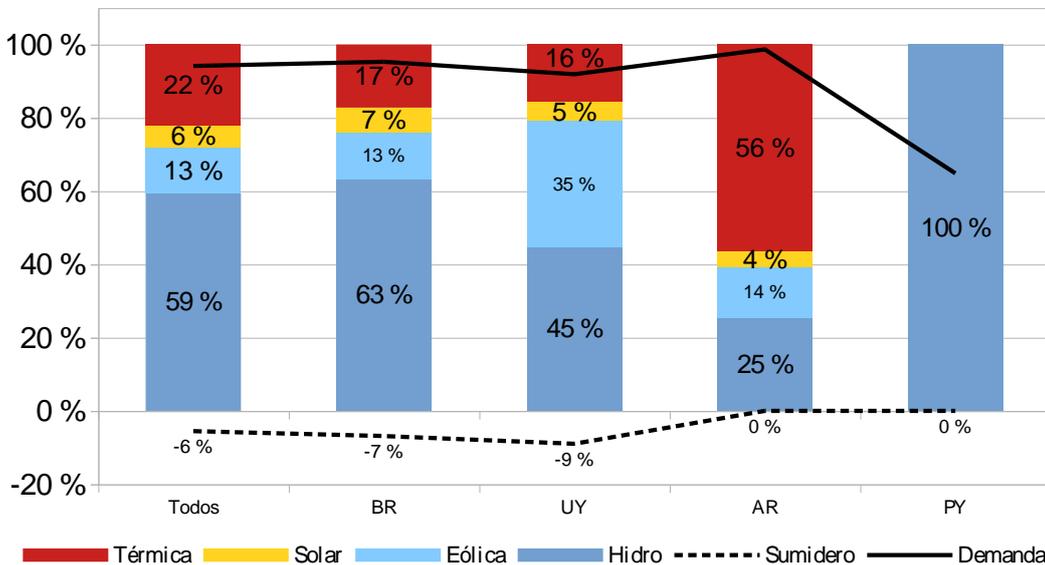


Fig. 60. Matriz de generación, y la proporción de la demanda y los excedentes vertidos (Sumidero) de cada país al 2030.

Nota: generación térmica incluye nuclear, a carbón, biomasa y biogás.

Como ya se ha comentado al analizar los modelos de afectación de los recursos y máquinas, el presente trabajo, no incluye variaciones en la presión y la humedad, y tampoco incluye otras afectaciones por causa del cambio climático, como pueden ser la vida útil de las instalaciones. En particular un transformador o máquina que incluya bobinados eléctricos en aceite en general pierde casi un 1 % de su vida útil por cada grado en que aumenta la temperatura ambiente [26].

## **9.1. Modelado de Uruguay**

---

### **9.1.1. Modelo de Demanda**

Para modelar la dependencia de la demanda eléctrica en forma consistente con el resto de los países, se adoptó el modelo descrito en la sección 10.6 usando la serie temporal de la temperatura de Montevideo y la demanda horaria del Uruguay para el año 2021.

### **9.1.2. Modelo actual y al 2030**

Se obtuvo el modelo (Sala SimSEE) del sitio web de la ADME [11] correspondiente al Informe de Garantía de Suministro 2022 que modela el sistema hasta el año 2030. Las series de caudales medios semanales afluentes a las centrales hidroeléctricas de Uruguay está disponible desde 1909.

### **9.1.3. Series incrementales Uruguay**

Para el caso de Uruguay, la serie incremental de Palmar se calculó como la serie de caudales naturales de Palmar menos la de Bonete, con lo cual dicha serie representa los aportes de la cuenca incremental de Palmar y Baygorria. La central Baygorria se modeló con aportes incrementales nulos.

Los caudales incrementales de la central bi-nacional Salto Grande, se calcularon como los caudales afluentes naturales de dicha central menos los correspondientes de los Puestos: Quebra Queixo (286), Foz de Chapecó (94) y Passo Sao Jao (103) de las series de Brasil.

## **9.2. Modelado de Argentina**

---

De la base de datos de la programación estacional de CAMMESA [4] se obtuvo la configuración del sistema actual (centrales hidráulicas, térmica y renovables no convencionales) y algunas ampliaciones previstas hasta el 2028. Para el modelado se utiliza la misma descripción en las ocho zonas utilizada por CAMMESA que se muestra en la Fig. 67. También se obtuvo de dicha base de datos, las series históricas de caudales medios semanales a las diferentes centrales hidroeléctricas (disponibles desde 1943). Esta información es complementada con la información del Plan de Transición Energética [14] de la Secretaría de Energía para tener la configuración del sistema al año 2030.

### 9.2.1. Modelo de demanda.

Se utilizó información de CAMMESA con la demanda detallada horaria para 20 regiones y se entrenó el modelo descrito en la sección 10.6 con la temperatura media diaria de las 21 series de re-análisis de la temperatura media diaria adquiridas a la empresa Meteoblue [7] utilizadas para la construcción de los modelos estocásticos explicitados en la sección 10.4.3. También se entrenaron los modelos sin información de temperatura y se construyó así la Tabla 4, la misma muestra la reducción de error de ajuste de los modelos de cada región al entrenarlos con cada una de las 21 series de temperatura respecto del ajuste del modelo sin información de temperatura. Las celdas en verde corresponden a la serie de temperatura que mayor reducción del error produce y que por tanto resulta seleccionada para el entrenamiento del modelo y posterior simulación del sistema. La última fila de la tabla muestra la máxima reducción del error de cada columna (región de Argentina). Como se puede ver la demanda de la Patagonia Sur (PAS) presenta muy baja sensibilidad a la temperatura. Es una demanda de solo 40 MW y probablemente la calefacción en esa zona no se realiza con energía eléctrica y eso explicaría la baja sensibilidad.

**Tabla 4.** Reducción del error del modelo de demanda de cada región por introducción de la información de la temperatura media diaria de cada uno de las 21 series de datos utilizadas.

	BBL	CEE	CEN	CEQ	COM	CUY	LIT	LRE	NEA	NON	NQR	NOS	PAC	PAN	PAS	SUR	YAC	ZCC	ZCP	ZTU
mb01s4076w6747_T_pm24	8%	1%	-1%	4%	26%	-7%	0%	11%	10%	6%	-5%	11%	17%	20%	-6%	7.0%	10%	-4%	7%	7.1%
mb02s3490w5624_T_pm24	16%	25%	25%	25%	7%	10%	25%	21%	4%	16%	16%	10%	1%	13%	-1%	22.1%	10%	35%	37%	22.1%
mb03s2576w5246_T_pm24	2%	3%	3%	8%	7%	-8%	-4%	8%	6%	9%	-4%	-3%	2%	20%	0%	5.0%	16%	8%	12%	15.0%
mb04s2470w5622_T_pm24	1%	8%	9%	10%	2%	-4%	8%	9%	23%	15%	-4%	4%	-6%	13%	-3%	15.0%	22%	9%	18%	15.0%
mb05s2526w5953_T_pm24	2%	12%	10%	15%	2%	0%	8%	9%	39%	17%	2%	6%	-1%	-1%	3%	16.9%	25%	16%	22%	16.9%
mb06s2799w6230_T_pm24	3%	27%	28%	24%	-7%	-2%	27%	5%	34%	16%	8%	19%	3%	16%	-6%	16.7%	12%	24%	32%	16.7%
mb07s3226w5995_T_pm24	15%	39%	37%	32%	8%	12%	40%	13%	11%	13%	18%	15%	1%	14%	1%	20.1%	4%	37%	43%	20.1%
mb08s2650w5522_T_pm24	5%	7%	8%	9%	5%	-7%	5%	6%	31%	15%	-3%	1%	-2%	10%	-7%	4.0%	29%	8%	18%	4.0%
mb09s2326w5948_T_pm24	1%	10%	11%	14%	2%	-7%	12%	8%	32%	18%	0%	10%	-4%	1%	2%	4.5%	18%	13%	21%	4.5%
mb10s3179w5426_T_pm24	8%	12%	12%	9%	0%	-1%	15%	0%	27%	18%	-1%	8%	3%	12%	-5%	5.8%	19%	22%	25%	5.8%
mb11s3300w5623_T_pm24	12%	26%	24%	18%	-1%	5%	26%	15%	21%	21%	13%	15%	0%	13%	-1%	12.7%	19%	32%	38%	12.8%
mb12s3074w6370_T_pm24	9%	41%	40%	37%	6%	23%	32%	27%	12%	11%	2%	17%	2%	14%	1%	7.6%	3%	25%	34%	7.6%
mb13s2926w5225_T_pm24	9%	7%	6%	11%	14%	8%	2%	7%	29%	15%	-4%	5%	5%	14%	-6%	5.2%	24%	12%	17%	5.2%
mb14s3079w5795_T_pm24	3%	25%	23%	23%	-7%	-1%	30%	1%	30%	18%	8%	13%	3%	16%	3%	5.5%	11%	26%	31%	5.5%
mb15s3429w6226_T_pm24	29%	32%	30%	34%	23%	20%	25%	29%	4%	6%	10%	7%	3%	11%	-4%	19.0%	5%	22%	26%	19.0%
mb16s3274w6580_T_pm24	20%	28%	28%	35%	20%	33%	19%	35%	5%	-3%	4%	12%	7%	19%	-1%	19.4%	5%	18%	25%	19.4%
mb17s3702w6795_T_pm24	18%	8%	8%	13%	40%	-6%	4%	16%	2%	9%	-3%	5%	13%	19%	3%	3.6%	8%	-2%	10%	3.6%
mb18s3776w5976_T_pm24	40%	17%	20%	26%	31%	15%	15%	25%	2%	-4%	6%	5%	4%	17%	-3%	22.3%	6%	17%	22%	22.3%
mb19s4548w6904_T_pm24	3%	5%	4%	8%	6%	-1%	3%	11%	8%	10%	-9%	10%	12%	17%	-2%	4.1%	19%	2%	10%	4.1%
mb20s4723w6993_T_pm24	0%	-1%	0%	5%	1%	-5%	4%	-1%	2%	7%	-2%	9%	3%	16%	2%	3.6%	1%	4%	8%	3.6%
mb21s3897w6299_T_pm24	30%	10%	10%	12%	40%	7%	6%	12%	-2%	4%	-1%	3%	9%	17%	1%	3.8%	5%	8%	13%	3.8%
	BBL	CEE	CEN	CEQ	COM	CUY	LIT	LRE	NEA	NON	NQR	NOS	PAC	PAN	PAS	SUR	YAC	ZCC	ZCP	ZTU
Mejora por introducir Temp	40%	41%	40%	37%	40%	33%	40%	35%	39%	21%	18%	19%	17%	20%	3%	22%	29%	37%	43%	22%

La Tabla 5, enumera las regiones, con su demanda media (MW-medios) en el año 2021 y las series de temperatura media diaria seleccionada según el criterio de reducción de error antes explicado (Punto\_MB, Nombre Serie MB). En la última columna de la tabla se muestra el subsistema al que pertenece cada región.

**Tabla 5.** Demanda media de cada región y serie de temperatura media diaria seleccionada para entrenar el modelo correspondiente.

ordinal	Región	MW medios	Punto_MB	Nombre Serie MB	Subsistema
1	BBL	376.2	18	mb18s3776w5976_T_pm24	BBL
2	CEE	1132.8	12	mb12s3074w6370_T_pm24	CEN
3	CEN	1006.3	12	mb12s3074w6370_T_pm24	CEN
4	CEO	106.8	12	mb12s3074w6370_T_pm24	CEN
5	COM	435.8	21	mb21s3897w6299_T_pm24	COM
6	CUY	912.9	16	mb16s3274w6580_T_pm24	CUY
7	LIT	1957.2	7	mb07s3226w5995_T_pm24	LIT
8	LRE	190.2	16	mb16s3274w6580_T_pm24	LRE
9	NEA	490.8	5	mb05s2526w5953_T_pm24	NEA
10	NON	122.3	11	mb11s3300w5623_T_pm24	NON
11	NOR	894.6	7	mb07s3226w5995_T_pm24	MER
12	NOS	855.0	6	mb06s2799w6230_T_pm24	NOA
13	PAC	185.2	1	mb01s4076w6747_T_pm24	PAC
14	PAN	434.4	1	mb01s4076w6747_T_pm24	PAN
15	PAS	41.3	20	mb20s4723w6993_T_pm24	PAS
16	SUR	74.9	18	mb18s3776w5976_T_pm24	MER
17	YAC	333.8	8	mb08s2650w5522_T_pm24	YAC
18	ZCC	2762.3	7	mb07s3226w5995_T_pm24	ZCC
19	ZCP	2234.1	7	mb07s3226w5995_T_pm24	ZCP
20	ZTU	514.0	18	mb18s3776w5976_T_pm24	MER

Total: 15061 MW  
132020 GWh/año

### 9.2.2. Modelo del actual subsistema hidráulico del Comahue.

Para el modelado del subsistema hidroeléctrico del Comahue se utilizó la información correspondiente a la programación estacional de noviembre 2021 disponible en la web de CAMMESA [4] y del documento Recursos Hídricos de la Secretaría de Energía ORSEP [8].

Se representaron en SimSEE las centrales del Comahue ubicadas en los ríos Limay y Neuquén que se detallan a continuación:

Centrales representadas ubicadas en el río Limay:

- Alicurá (ALI).
- Piedra del Águila (PIE).
- Pichi Picún Leufú (PPL).
- El Chocón (CHO)
- Arroyito (ARR).

Central representada ubicada en el río Neuquén:

- Planicie Banderita (PBA).

Para calibrar los parámetros de los modelos de cada central, se utilizó información publicada por CAMMESA. En particular para la representación de los aportes a las centrales se utilizaron los datos históricos semanales de aportes por central de la base de datos de CAMMESA (datos semanales de los años comprendidos entre 1943 y 2020). Dichos aportes se utilizan para generar el modelo CEGH a utilizar en los actores hidráulicos correspondientes en SimSEE.

Para el modelo CEGH se utiliza un ciclo de 52 semanas, 4056 datos semanales empezando el 1/1/1943.

De los datos recopilados se resumen los parámetros utilizados en la Tabla 6.

**Tabla 6.** Datos técnicos de las centrales modeladas en SimSEE para las centrales principales del Comahue.

Central	Unidades	ALI	PIE	PPL	CHO	ARR	PBA
Nombre	-	Alicurá	Piedra del Águila	Pichi Picún Leufú	Chocón	Arroyito	Planicie Banderita
Tipo de central	-	Embalse	Embalse	Pasada	Embalse	Pasada	Embalse
Generación anual	GWh/año	2360	5500	1080	3350	720	1510
Año de ingreso	-	1984	1993	1999	1972	1983	1977
Unidades	-	4	4	3	6	3	2
Potencia máxima generable	MW	262.5	315	95	190	40	243
Cota mínima	m	692	564	-	370	-	412.5
Cota máxima	m	705	592	-	378	-	422.5
Cota de toma	m	-	-	479	-	314.8	-
Cota de descarga para el salto	m	591	470.57	365.57	316.62	299.42	343.5
Caudal máximo turbinable	m <sup>3</sup> /s	+ inf	360	466	400	300	500
Caudal vertido con cota máxima	m <sup>3</sup> /s	3000	10000	-	8000	-	1000
Factor de disponibilidad	p.u.	0.97	0.9	0.91	0.94	0.92	0.99
Embalse	Hm <sup>3</sup>	3215	12400	197	20600	361	28162

Para el cálculo de la cota de descarga para el salto de agua se utilizó el dato del coeficiente energético (ce) promedio de la central, considerando el coeficiente energético calculado como:

$$ce = \rho g h \eta$$

siendo:

- h: la medida desde la superficie del lago hasta la salida de las turbinas (m)
- g: constante gravitatoria (9.8 m/s<sup>2</sup>)
- ρ: densidad del agua (1000kg/m<sup>3</sup>)
- η: rendimiento complejo de la turbina y del generador eléctrico (p.u)

Se calcula entonces la cota de descarga para el salto (cds) como:

$$cds = cota_{ce} - h$$

siendo cota<sub>ce</sub> la cota para la cual se obtiene el ce medio.

La Fig. 61 muestra el encadenamiento de las centrales.

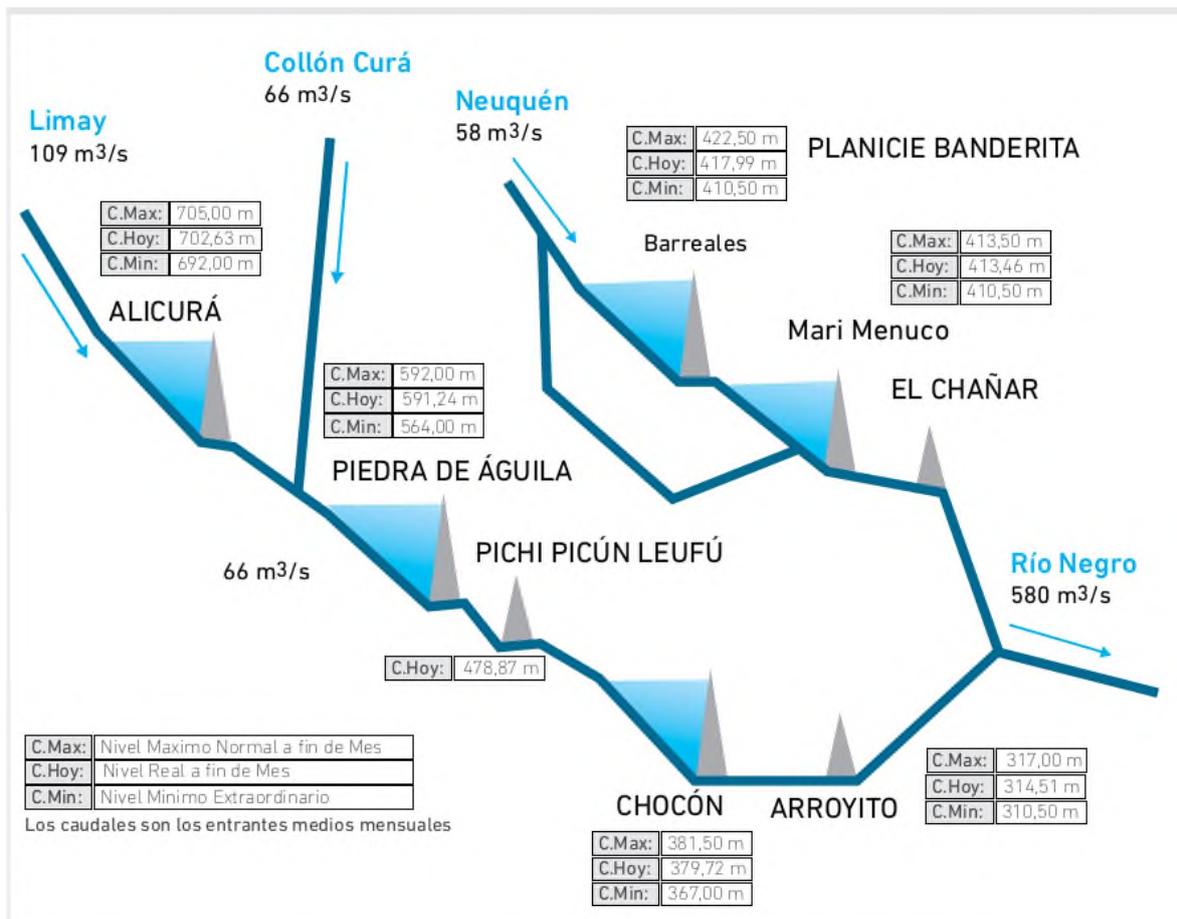


Fig. 61. Encadenamiento de las centrales del Comahue.

Se realizó una Sala SimSEE con el modelo hidroeléctrico del Comahue y para calibrarlo se realizaron simulaciones con las series históricas de caudales para el período 2001–2013 y se comparó el resultado con el registro histórico de generación de las centrales. Se ajustaron los parámetros de las centrales de forma de obtener la generación esperada. La 62 muestra la comparación entre la producción de Alicurá más Piedra del Águila (ALI+PIE), la producción sumada de Pichi Picún Leufú, Chocón y Arroyito (PPL+CHO+ARR) y la producción de Planicie Banderita (PBA). Se agruparon de esa forma debido a que la operación de los lagos de Chocón y Piedra del Águila pueden cambiar la producción de las centrales de cada grupo (por afectar los saltos efectivos), manteniendo la producción del conjunto constante.

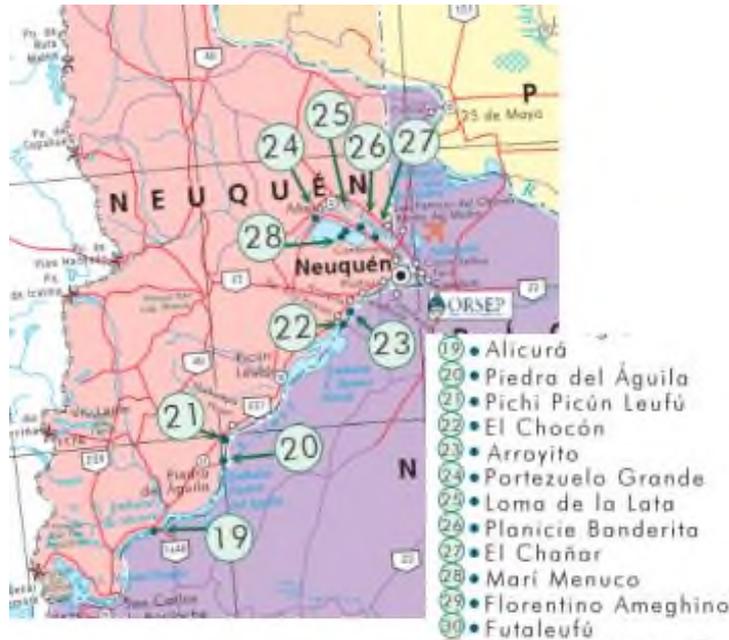


Fig. 62. Ubicación de represas del Comahue. (Fuente: mapa de ORSEP).

Como se puede apreciar, el resultado de la simulación (barras azules etiquetadas SimSEE) es razonablemente similar a la del registro histórico (rojas etiquetadas Registro). Téngase en cuenta que la operación histórica puede haber estado condicionada por eventos concretos (por ej. indisponibilidad de unidades o capacidad de interconexión) que pueden ser diferentes a los de la simulación, por lo que no se espera que los números coincidan sino que el objetivo es validar el conjunto de parámetros y los encadenamientos de las centrales, objetivo que se entiende cumplido.

En la Fig. 63 se muestra la ubicación geográfica de las centrales.

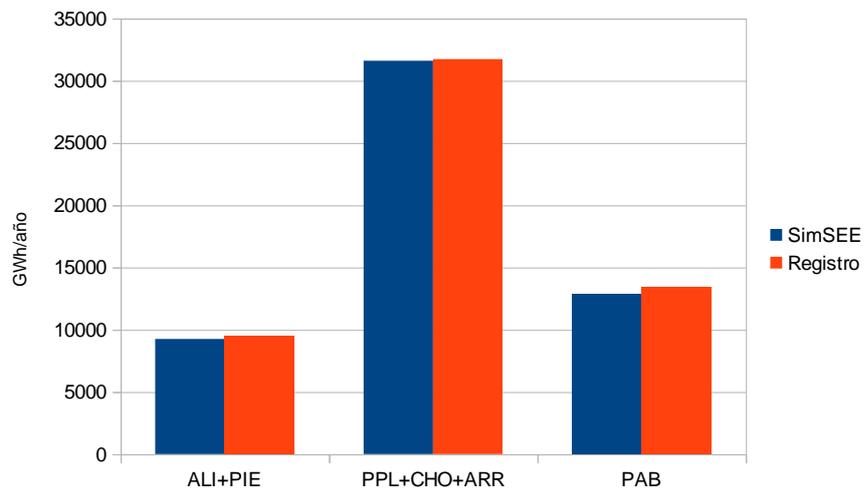


Fig. 63. Simulación de control de la calibración del modelo.

### 9.2.3. Resto de la hidroelectricidad en Argentina.

En esta sección se muestran el modelo del resto del sistema hidroeléctrico de Argentina.

En la Tabla 7 se puede observar que las represas binacionales, Yacyretá (YAC) y Salto Grande (SGD), junto al subsistema del Comahue, representan el 82 % de la generación hidroeléctrica del Argentina. Los datos de la Tabla 7 fueron calculados a partir de la potencia disponible en el año 2021 y considerando los factores de disponibilidad y utilización de las centrales promedio 2005 a 2020 informados por CAMMESA.

Tabla 7. Centrales hidroeléctricas argentinas

NOMBRE	CENTRAL	REGIÓN	POTENCIA [MW]	2018	2019	2020	2021	fd	fu	ENERGÍA [MWh]	% de ENERGÍA
Yacyretá*	YACYHI	NOROESTE	1.550,0	18.993.338	16.077.789	13.193.000	11.058.584	91%	79%	9.725.942	31%
Principales del COMAHUE		COMAHUE	4.664,8	10.691.288,9	9.470.414,1	9.350.248,4	6.823.473,2	93%	29%	11.125.694	36%
Piedra del Aguila	PAGUHI	COMAHUE	1.440,0	4.208.796	3.919.798	3.435.186	2.565.225				
Chocón	CHACHI	COMAHUE	1.290,0	2.282.304	1.976.329	2.266.492	1.505.998				
Alicurá	ALICHI	COMAHUE	1.050,0	1.982.183	1.705.657	1.671.775	1.148.433				
Pichi Picun Leufú	PPLIHI	COMAHUE	285,0	886.006	822.925	741.599	550.224				
Planicie Banderita	PBANHI	COMAHUE	472,0	755.345	517.633	641.594	604.882				
Aroyito	ARROHI	COMAHUE	127,8	576.656	528.072	593.603	448.712				
Salto Grande*	SGDEHIA	LITORAL	945,0	4.379.191	4.709.296	2.534.411	2.780.630	94%	58%	4.473.577	14%
Futaleufú	FUTAHI	PATAGONIC	560,0	2.951.492	2.374.906	1.648.055	1.238.263	86%	53%	2.238.337	7,2%
Río Grande**	RGDEHB	CENTRO	750,0	405.224	467.083	516.567	539.643	84%	9%	482.129	1,6%
		RESTO	1.169,6	2.531.024,6	2.270.332,5	1.850.249,4	1.675.640,8	83%	34%	2.929.852	9,5%
	CACHHI	CUYO	120,0	413.509	369.503	370.166	315.306				
	CCOLHI	CUYO	121,4	377.871	342.456	25.534	0				
	NIH1HI	CUYO	72,0	243.034	208.500	199.544	200.808				
	NIH2HI	CUYO	110,0	238.928	206.234	199.789	187.192				
	ADTOHI	CUYO	150,0	208.537	165.405	143.173	135.860				
	CONDHI	CUYO	54,4	202.329	180.000	182.843	150.546				
	PNEGHI	CUYO	63,3	196.226	167.826	126.097	66.275				
	LREYHB	CUYO	224,0	149.387	137.871	154.178	163.973				
	CCORHI	NOROESTE	100,5	141.989	139.556	157.687	142.143				
Casa de Piedra	CPIEHI	COMAHUE	60,0	132.943	123.894	90.654	96.702				
	LMO1HI	CENTRO	52,0	130.384	145.070	118.827	137.583				
	NIH3HI	CUYO	42,0	95.887	84.018	81.757	79.252				
			9.639,4	39.951.560	35.369.820	29.092.531	24.116.234			30.975.531	100%

\* Represas Binacionales. En ambos casos se muestra el 50 % de la potencia de las represas que corresponde a Argentina.

Para representar las represas de las hidroeléctricas Yacyretá y Salto Grande se utilizan los modelos disponibles en CAMMESA y ADME. En virtud del peso relativo de la represa de Futaleufú, la misma se representó explícitamente.

El resto de hidráulicas de menor porte se modeló como una potencia media disponible para cada mes del año como se muestra en la Fig. 64.

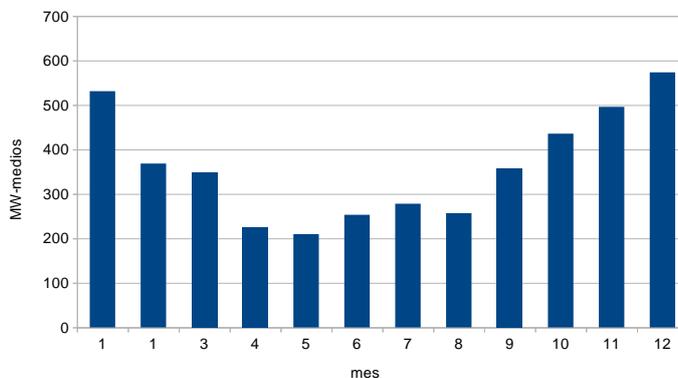


Fig. 64. Generación de pequeñas centrales hidroeléctricas no modeladas en forma explícita.

En el apartado 9.2.6 en el que se describe el modelado de la expansión hidráulica al 2030 se presentan los resultados de la calibraciones de la represa de Futaleufú, del resto y de las expansiones.

La producción hidroeléctrica de Argentina, en el horizonte 2001–2013 se resume en la Fig. 65 construida utilizando la información del la base de datos del programa Visual Margo publicado por CAMMESA correspondiente a la Programación Estacional Noviembre 2021 a Abril 2022 [12].

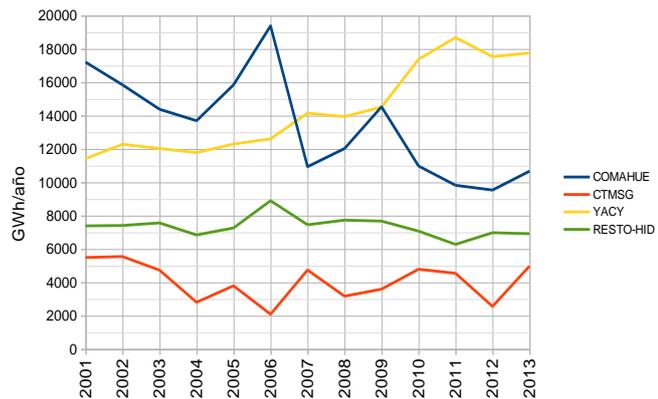


Fig. 65. Generación histórica 2001–2013 en las diferentes cuencas de Argentina (elaborado en base a información de la web de CAMMESA).

También se extrajeron de dicha base de datos las series de caudales históricos de las diferentes centrales de 1943 a 2020 inclusive.

En la Fig. 65 se puede apreciar la generación del Comahue presenta una reducción a lo largo del período histórico 2001–2013 mientras que la de Yacyretá presenta un incremento.

La Fig. 66 muestra la evolución de los caudales medios anuales en el mismo período. Como se puede apreciar, los caudales presentan la misma tendencia que la energía, lo que explica la variación de producción registrada. Estas tendencias no necesariamente están asociadas al cambio climático sino que pueden estar asociadas a ciclos de período mayor a los 13 años usados en el análisis. Adicionalmente, en ese período de análisis, en el caso de Yacyretá se aumentó progresivamente la cota del lago, lo que aumenta el coeficiente energético de la central (ver Tabla 8) y explica el crecimiento de su generación en forma más que proporcional con los aportes.

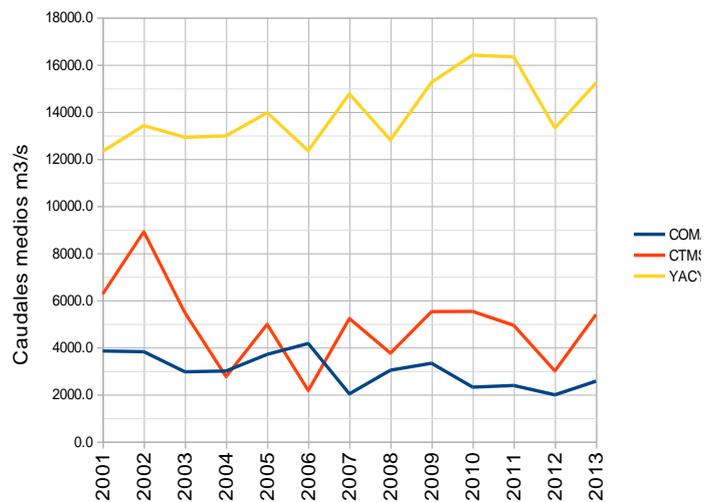


Fig. 66. Caudales medios anuales. (elaboración propia ten base a información publicada por CAMMESA)

Tabla 8. Variación del coeficiente energético de Yacyretá.

	<b>cota</b>	<b>ce[kWh/m<sup>3</sup>]</b>
<b>2006</b>	78.5	0.032
<b>2007</b>	78.5	0.032
<b>2008</b>	79.5	0.042
<b>2009</b>	80.0	0.044
<b>2010</b>	81.5	0.047

En la Tabla 9 se muestra la producción medida en GWh/año para el período 2001–2013 y el porcentaje de participación de cada cuenca sobre el total de generación hidráulica. Como se puede apreciar el 18,7 % corresponde a “Resto-Hid” (coincidente con el ya referido de 18 % en el período 2018–2020).

Tabla 9. Producción media en base a histórico 2001–2013.

	<b>COMAHUE</b>	<b>CTMSG</b>	<b>YACY</b>	<b>RESTO-HID</b>	<b>Total</b>
<b>Promedio [GWh]</b>	13454	4066	14340	7346	39206
<b>Promedio [%]</b>	34,3 %	10,4 %	36,6 %	18,7 %	100,0 %

#### 9.2.4. Series incrementales de Argentina.

Para la central binacional Yacyretá se consideró la serie de caudales afluentes naturales según la información de la base de datos de CAMMESA a la que se le restó las series de caudales afluentes naturales de los puestos Itaipú (posto 66 de la Tabla 20) y Baixo Iguazú (posto 81 de la Tabla 20) de las series de caudales de Brasil.<sup>5</sup>

Para las centrales de la cuenca del Comahue, los aportes incrementales a El Chocón se calcularon como la serie de aportes naturales de la central menos la serie de aportes naturales a Alicurá.

Los aportes incrementales a Alicurá y Planicie Banderita coinciden con los aportes naturales (por no contar con centrales aguas arriba).

Los aportes a las centrales Arroyito, Piedra el Águila, Pichi Picún Leufú y El Chocón coinciden. Esto en el modelo en la sala SimSEE queda representado mediante los enganches entre centrales, y sólo se utiliza la serie de aportes incrementales a El Chocón.

5 Se restan los caudales de las centrales directamente aguas arriba para introducir en el modelo el caudal de la cuenca incremental, dado que lo que eroguen las centrales ubicadas aguas arriba serán también aportes recibidos por la central por estar modelados los encadenamientos entre las mismas.

### 9.2.5. Sistema eléctrico modelado

Se consideran 24 nodos correspondientes a las regiones eléctricas definidas por CAMMESA. En la Fig. 67 se pueden ver los mismos junto con las líneas de transmisión que los unen. Estos 24 nodos, se reagruparon para el modelado en SimSEE en dos nodos "AR\_Mer" y "AR\_ComPat", tomando consideración la densidad de potencia instalada y la capacidad de interconexión entre regiones.

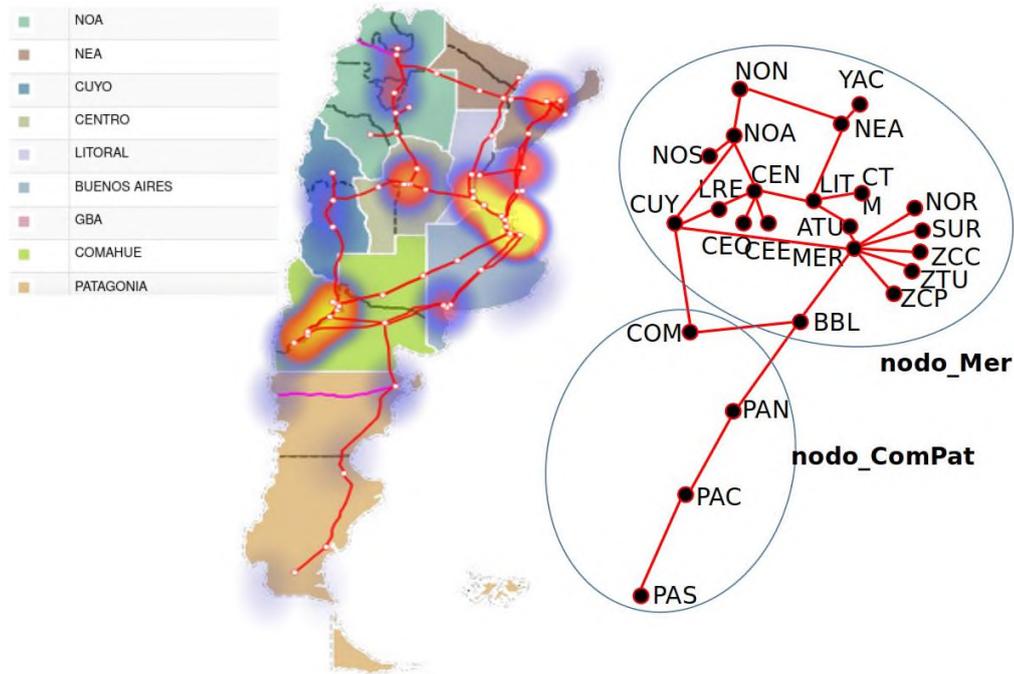


Fig. 67. Nodos de Argentina, densidad de Potencia Instalada y líneas entre subsistemas en Argentina. Fuente mapa: <https://aplic.cammesa.com/geosadi/>

### 9.2.6. Hidráulica convencional al 2030

De la base de datos de la programación estacional de CAMMESA se obtuvo la configuración del sistema actual y algunas de las ampliaciones previstas hasta el 2028. En particular dicha información contiene los parámetros de las expansiones hidráulicas convencionales previstas en el Plan de Transición Energética al 2030. Se incluyen las represas de paso: a) Gobernador Copernic (Barrancosa) en el Río San Juan de 360 MW, con entrada prevista para el 2024; b) Nestor Kirchner (Condor Cliff) en el Río San Juan de 950 MW, con entrada prevista para mediados de 2027; y c) Chihuído I de 640 MW en el Río Neuquén en la cuenca del Comahue, con entrada prevista en el año 2028; y el aprovechamiento del caudal ecológico en la Represa de Yacretá.

Respecto a la obra de aprovechamiento del caudal ecológico de la represa de Yacretá, denominada obra Aña Cuá, que supone la incorporación de tres máquinas de 92 MW. Tanto el Plan de Argentina como el de Paraguay consideran como cierta su incorporación antes del 2030, por lo que dicha obra se considerará operativa en el año 2030. A la fecha las obras tienen un avance de 20 % de su obra civil.

En la Tabla 10 se muestra el detalle de las potencias de las represas hidráulicas convencionales instaladas al 2030 consideradas para el presente trabajo y en la Tabla 11 se muestran los proyectos a construirse entre 2022 y 2030.

**Tabla 10.** Potencias Hidráulicas instaladas en Argentina en el año 2030.  
Se computan el 50 % argentino de las 20 máquinas de 155 MW de Yacyretá y las tres máquinas de 92 de Aña Cuá.  
Se computa el 50 % argentino de las 14 máquinas de 135 MW de Salto Grande.

NOMBRE	CÓDIGO	REGIÓN	MW
Yacyretá*	YACYHI	NOROESTE	<b>1.688</b>
Principales del COMAHUE			<b>5.305</b>
Piedra del Aguila	PAGUHI	COMAHUE	1.440
Chocón	CHOCHI	COMAHUE	1.290
Alicurá	ALICHI	COMAHUE	1.050
Pichi Picun Leufú	PPLEHI	COMAHUE	285
Planicie Banderita	PBANHI	COMAHUE	472
Aroyito	ARROHI	COMAHUE	128
Chihuido I	CHIIHI	COMAHUE	640
Salto Grande**	SGDEHIAR	LITORAL	<b>945</b>
Resto			<b>3.790</b>
Gobernador Copernic	BARRHI	PATAGONICA	360
Nestor Kirchner	CLIFHI	PATAGONICA	950
Futaleufú	FUTAHU	PATAGONICA	560
Río Grande (bombeo)	RGDEHB	CENTRO	750
	LMO1HI	CENTRO	52
	CACHHI	CUYO	120
	CCOLHI	CUYO	121
	NIH1HI	CUYO	72
	NIH2HI	CUYO	110
	ADTOHI	CUYO	150
	CONDHI	CUYO	54
	PNEGHI	CUYO	63
	LREYHB	CUYO	224
	NIH3HI	CUYO	42
	CPIEHI	COMAHUE	60
	CCORHI	NOROESTE	101
Total de POTENCIA instalada de Argentina al 2030			<b>11.727</b>

**Tabla 11.** Proyectos hidráulicos a construirse de 2022 a 2030.  
\*En el caso de Aña Cuá se muestra la energía correspondiente a Argentina.

NOMBRE	REGIÓN	POTENCIA [MW]	ENERGÍA [MWh]	Comentarios
Aña Cuá (Binacional)*	NOROESTE	270	1.000.000	Tres máquinas de 90 MW
Gobernador Copernic	PATAGONICA	360	1.921.000	Río San Juan. Ex La Barrancosa.
Nestor Kirchner	PATAGONICA	960	3.313.000	Río Santa Juan. Ex Condor Cliff.
Chihuido I	COMAHUE	637	1.750.000	Río Neuquen, aguas arriba de Planicie Banderita
		2227	7.984.000	

En la Fig. 68 se muestran las expansiones hidráulicas convencionales de Argentina al 2030. Observar que, respecto al sistema actual, la energía de origen hidráulico convencional en Argentina aumentaría en un 26 % pasando de 31 TWh en 2021 a 39 TWh en 2030. Por otra parte, si se considera que en 2021 la demanda fue de 134 TWh y que al 2030 sería de 155 TWh, la generación hidráulica seguirá aportando del orden de la cuarta parte de la demanda Argentina.



Fig. 68. Ubicación de las represas a incorporar de 2022 a 2030 en Argentina.

### 9.2.7. Pequeñas Hidráulicas (PCH)

De acuerdo con el Plan al 2030 se incorporarán 900 MW de pequeñas hidráulicas. Al no estar aún definido su emplazamiento, se consideran, en el modelo de simulación, agregadas a la componente hidráulica no modelada explícitamente (*resto*).

### 9.2.8. Eólica y Solar

El Plan argentino describe un par de escenarios en lo que refiere a la incorporación de ERNC. En este trabajo se adoptará el denominado REN 20 que es un “Escenario de transición energética con capacidades nacionales, que alcanza un 20 % de generación renovable al 2030”. El Plan también plantea un REN 30. Respecto los proyectos de generación eólica ya identificados y ubicados, de la información de CAMMESA, se puede identificar la información que se resume en la Tabla 12. Por otra parte, CAMMESA también documenta la entrada para el año 2027 de una importante cantidad de potencia eólica, pero solo define cinco Regiones en los que entrarían en forma equitativa potencia eólica. Finalmente, si se toma la información del Plan al 2030 en su escenario REN 20, para el año 2030 habrían instalados del orden de 6 500 MW de potencia eólica.

Con tal premisa y con el objetivo de considerar dichos 6 500 MW, se ubicaron los 3 330 MW faltantes en forma equitativa en las mismas regiones que CAMMESA hace sus proyecciones y en el caso de que ya existía potencia instalada en nodos de una determinada región, se dividió la potencia entre los mismos. Esto se muestra en la columna “No ubicados” de la Tabla 12 se ubicaron los 3 330 MW que se deberán instalar a los efectos de llegar a los 6 500 MW objetivo.

**Tabla 12.** Potencias Eólicas instaladas en Argentina en el año 2030.  
Se indican las ya identificada en su ubicación y las aún no definidas indicando dónde se emplazarían.  
Elaboración propia con datos de CAMMESA y del Plan al 2030.

NODO	Potencias instaladas en MW		
	Ubicados	No ubicados	Al 2030
BBL	1.330	666	1.996
CEN	128		128
COM	100	666	766
CUY	0	666	666
NOS	253	333	586
NON	0	333	333
PAC	503	333	836
PAN	856	333	1.189
Subtotales	3.170	3.330	6.500

Respecto a la Solar, en el Plan al 2030, en su escenario REN 20, para el año 2030 se tendrían alrededor de 2 700 MW. Este valor se subdivide en 1 700 MW de plantas solar y a 1 000 MW distribuidos. Los 1 000 MW en su gran mayoría aún no se han instalado y el lineamiento obedece a lo establecido en Ley de Generación Distribuida N.º 27 424.

Aplicando la misma operativa y fuentes y agregando la hipótesis de que también la Generación Distribuida se ubica en los mismos nodos en los que al 2028 hay energía fotovoltaica instalada, en la Tabla 13 se muestra el detalle de MW “Ubicados” y “No ubicados”.

**Tabla 13.** Potencias Solares Fotovoltaicas instaladas en Argentina en el año 2030  
indicando las ya identificada en su ubicación y las aún no definidas identificando dónde se instalarían.  
Elaboración propia con datos de CAMMESA y del Plan al 2030.

Subsistema	Potencias instaladas en MW		
	Ubicados	No ubicados	Al 2030
CEN	193		193
CUY	966	159	1.125
NOS	473	159	632
NON	592	159	751
Subtotales	2.224	476	2.700

### 9.2.9. Biomasa y Biogás

De acuerdo con lo recabado de CAMMESA al 2028 se identifica 349 MW de generación con Biogás y 70 MW con Biomasa. Esto totalizan 419 MW de Biomasa-Biogás. En el Plan al 230 se establecen para el año 2030 un total de 550 MW y será este el valor que se tomará en el estudio. El saldo remanente de 131 MW se ubicará en los mismos subsistemas a prorrata de la potencia existente al 2028 tal cual muestra la Tabla 14.

### 9.2.10. Térmica

La información contenida en la base de datos de CAMMESA es hasta el año 2028, por lo que no se consideran cambios significativos para el año 2030. Las modificaciones que se asumen son el cerrado de un par de ciclos abiertos a Ciclos Combinados (Brigadier López y Ensenada Barragán). Se asume que no cambia la estructura de costos variables respecto a la de 2028. La Tabla 14 resume el agrupamiento realizado y su distribución en las distintas zonas modeladas.

**Tabla 14.** Potencias de Biomasa-Biogás instaladas en Argentina en el año 2030 indicando las ya identificada en su ubicación y las aún no definidas identificando dónde se instalarían. Elaboración propia con datos de CAMMESA y del Plan al 2030.

Subsistema	Potencias instaladas en MW			
	Biomasa	Biogás	Biomasa-Biogás	
	Ubicados		No ubicados	Al 2030
BBL		6	3	9
CEE		30	17	47
CEN			0	0
CEO			0	0
COM		66	38	104
CUY		1	1	2
LIT		9	5	14
LRE			0	0
MER			0	0
NEA		99	57	156
NON		23	13	36
NOR		6	3	9
NOS		5	3	8
PAC		60	35	95
PAN			0	0
PAS			0	0
SUR		29	17	46
YAC		15	9	24
Subtotales	0	349	201	550

### 9.3. Modelado de Paraguay.

Las dos centrales hidroeléctricas más importantes, Itaipú y Yacyretá se incluyeron al modelar el sistema de Brasil y Argentina respectivamente. El resto de la información del sistema actual se obtuvo del sitio web de la ANDE en particular, de Plan Maestro de Generación 2021–2040.

### 9.3.1. Modelado del Sistema

En la Fig. 69. Se muestra el modelado SimSEE indicando la capacidad actual de sus interconexiones.

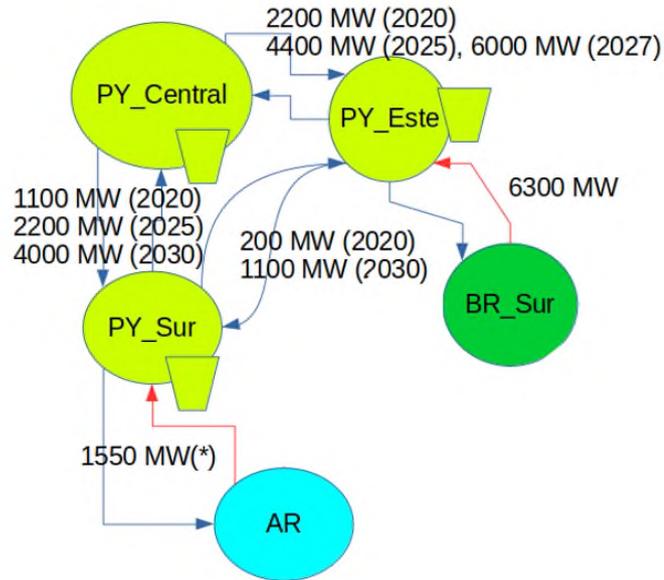


Fig. 69. Modelado en tres zonas de Paraguay

### 9.3.2. Sistema de Trasmisión al 2030

El Sistema de transmisión de Paraguay tiene prevista una expansión importante. Del Plan Maestro de Trasmisión 2021–2040 se transcribe un párrafo que muestra su impacto previsto:

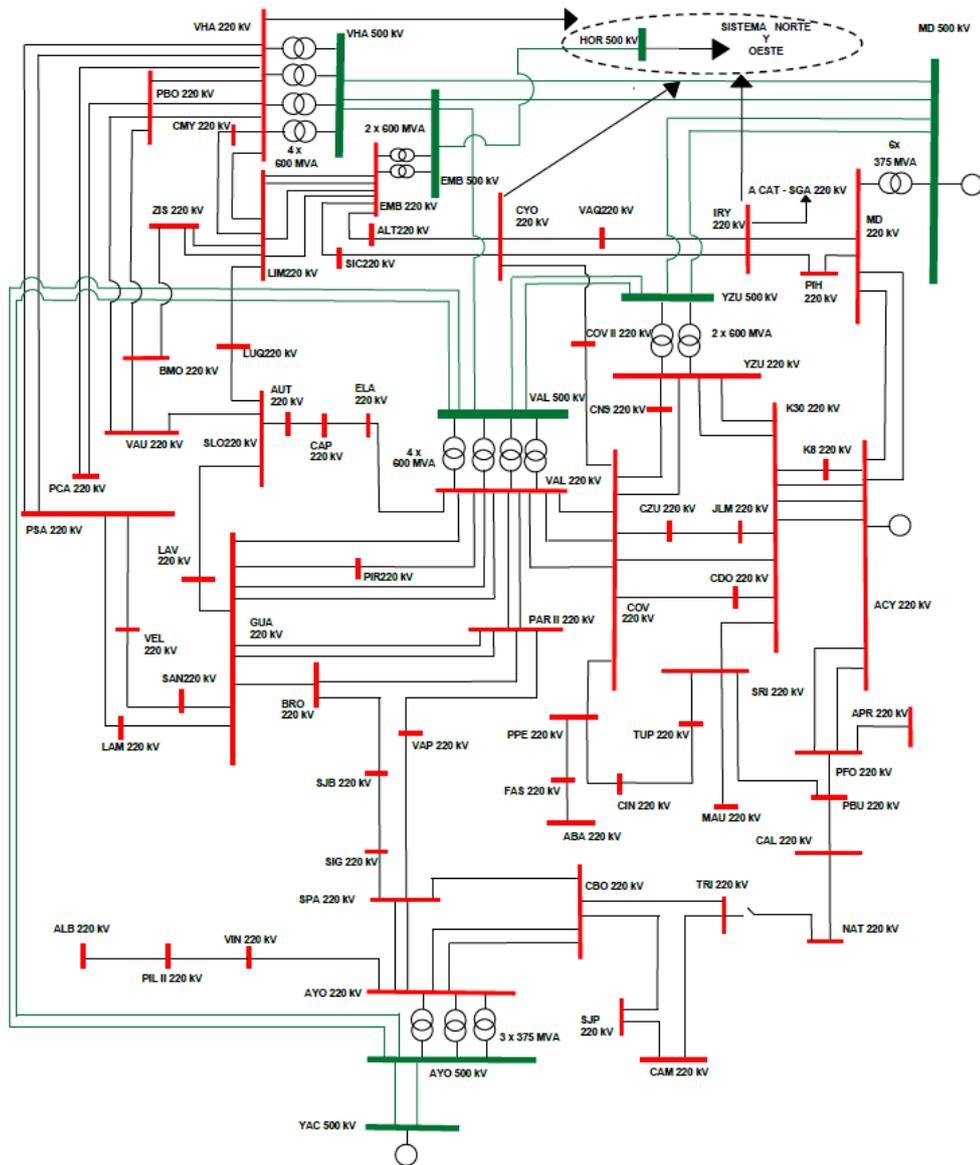


Fig. 70. Configuración del Tronco de Transmisión planificado para Paraguay, Año 2030.

“Con relación a la configuración del SIN planificada para el 2030, en la Fig. 70 se observa el diagrama esquemático de la red principal de transmisión, año para el cual se estaría completando el proyecto de refuerzo de la red de 500 kV consistente en un tronco de transmisión en 500 kV con 4 líneas desde la CH Itaipú y 2 líneas desde la CH Yacyretá hasta el Sistema Metropolitano.

Se puede destacar que la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Valenzuela (2º circuito) dentro del Plan Maestro tiene el objetivo principal de aumentar la confiabilidad del sistema. Sin dicho segundo circuito, el Sistema Metropolitano tendría un único vínculo en 500 kV con la Subestación Ayolas, por lo que el fuera de servicio por contingencia de la actual línea Ayolas – Villa Hayes, a ser seccionada en Valenzuela, implicaría la necesidad de separar el SIN en dos subsistemas nuevamente por problemas de estabilidad dinámica, ante la debilidad de un vínculo exclusivamente en 220 kV entre las Centrales de Itaipú y Yacyretá, lo cual acarrea la necesidad de recurrir a cortes de carga. De esta forma, la disponibilidad de un segundo circuito, permitiría evitar la actuación de los esquemas de control de contingencias, aumentándose así la confiabilidad del suministro y la robustez de la red”.

Estas obras previstas implicarán un cambio importante en lo que refiere a cuánta energía será consumida para abastecer la demanda de cada una de sus represas binacionales y por tanto cambiando el perfil de intercambio regional.

## 9.4. Modelado de Brasil.

De la base de datos de la programación mensual de diciembre 2021 [13] publicada por la CCEE, se obtuvo la configuración actual del sistema (centrales hidráulica, térmica, demanda y renovables no-convencionales) cubriendo hasta el año 2025. Esa configuración se complementa con la información del Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 [15].

### 9.4.1. Modelo de demanda.

Se modelaron por separado cuatro regiones SE (Sur Este), S (Sur), NE (Nor-Este) y N (Norte). La Tabla 15 muestra el promedio máximo y mínimo de la potencia media horaria registrada en cada una de las cuatro regiones en el año 2021, la demanda anual en GWh y el valor utilizado en la base de datos del modelo Newave utilizada.

Tabla 15. Valores de la potencia horaria del año 2021 para las cuatro regiones de Brasil.

	SE	S	NE	N
<b>Demanda Promedio [MW]:</b>	39175	11965	11367	5986
<b>Demanda Máximo [MW]:</b>	52062	17537	15049	7347
<b>Demanda Mínimo [MW]:</b>	26810	6591	7570	4674
<b>Demanda [GWh]</b>	343169	104816	99575	52438
<b>Modelo Gen. [GWh]</b>	357569	110187	103317	53334
<b>Pérdidas [%]</b>	4 %	5 %	4 %	2 %

Tabla 16. Energía anual requerida en las cuatro regiones de Brasil según información de modelo Newave.

Año	SE [GWh]	S [GWh]	NE [GWh]	N [GWh]
<b>2021</b>	357569	110187	103317	53334
<b>2022</b>	369056	112015	105559	54839
<b>2023</b>	383036	116255	109947	56563
<b>2024</b>	395834	120567	114347	58734
<b>2025</b>	409460	125121	118905	60718

Tabla 17. Tasas de crecimiento de la energía requerida en las cuatro regiones de Brasil según información de modelo Newave.

Año	SE	S	NE	N
<b>2022</b>	3,2 %	1,7 %	2,2 %	2,8 %
<b>2023</b>	3,8 %	3,8 %	4,2 %	3,1 %
<b>2024</b>	3,3 %	3,7 %	4,0 %	3,8 %
<b>2025</b>	3,4 %	3,8 %	4,0 %	3,4 %

Para obtener una descripción horaria de las curvas de demanda de las regiones Sur, Este, Nor-este y Norte, se bajaron las series temporales del sitio web del Operador Nacional de Sistema (ONS) [16] correspondiente al año 2021. Estas series temporales se ajustaron con la información obtenida de [15 y 13] para cumplir con las proyecciones de consumo de cada región. De la misma base de datos se obtuvieron las series de caudales medios mensuales afluentes naturales a las

diferentes centrales hidroeléctricas. Estas series se re-muestraron a valores medios semanales para hacerlas compatible con las series disponibles para Argentina y Uruguay. Las series históricas de Brasil están disponibles desde el año 1931.

Con las series de Demandas horarias de los cuatro subsistemas (SE, S, NE, N) y con las series de temperatura horaria que se identifican en la Tabla 18 se utilizó la metodología descrita en la sección 10.6.

Tabla 18. Series de temperatura utilizadas para ajustar modelo horario de Demanda.

Identificador	Ciudad	North	West	South	East
FRT_Temp	Fortaleza	-4.69°	-40.81°	-4.7°	-40.80°
MTG_Temp	Matogrosso	-11.30°	-53.75°	-11.31°	-53.74°
PAL_Temp	Porto Alegre	-29.91°	-51.49°	-29.92°	-51.48°
RDJ_Temp	Río de Janeiro	-22.64°	-43.69°	-22.65°	-43.68°
SLV_Temp	Salvador	-13.67°	-41.13°	-13.68°	-41.12°
SNP_Temp	San Pablo	-23.13°	-46.53°	-23.14°	-46.52°

Se entrenaron modelos para todas las combinaciones Subsistema-Serie de temperatura y se seleccionó así para cada subsistema la serie de temperatura que mejor explica la variabilidad observada. La Fig. 71 muestra el desvío medio esperado de la parte no explicada por el modelo para cada combinación. Se seleccionó para cada subsistema la serie que logra mayor explicación (menor valor del desvío de lo no-explicado).

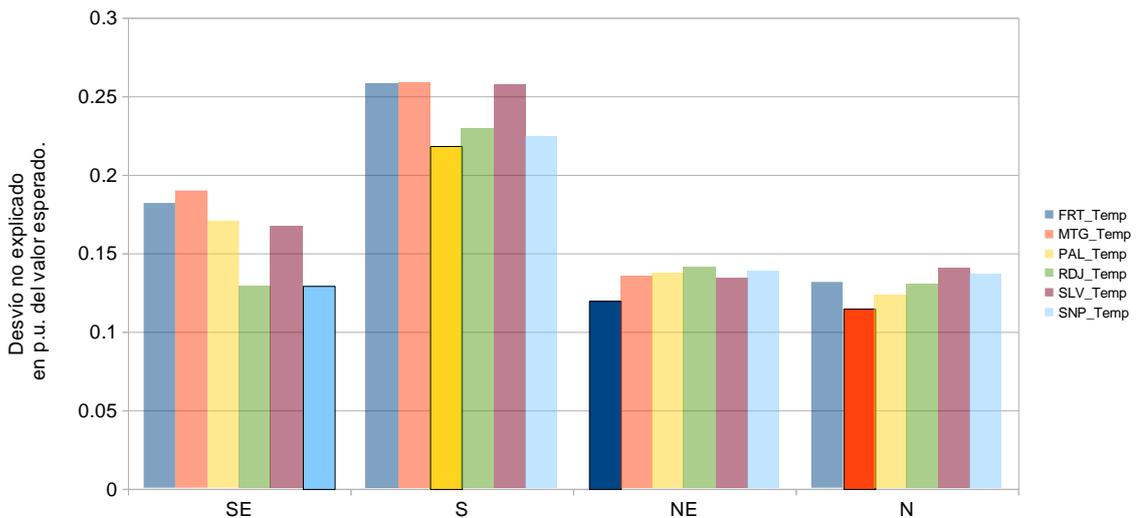


Fig. 71. Desvío medio esperado de lo no explicado de los modelos obtenidos con cada una de las series de temperatura para cada uno de los subsistemas.

Tabla 19. Series de temperatura seleccionadas para cada subsistema.

Subsistema	Identificador	Ciudad	North	West	South	East
SE	SNP_Temp	San Pablo	-23.13°	-46.53°	-23.14°	-46.52°
S	PAL_Temp	Porto Alegre	-29.91°	-51.49°	-29.92°	-51.48°
NE	FRT_Temp	Fortaleza	-4.69°	-40.81°	-4.7°	-40.80°
N	MTG_Temp	Matogrosso	-11.30°	-53.75°	-11.31°	-53.74°

### 9.4.2. Correlación de las temperaturas aplicables a las Demandas de las regiones Sur y Sureste con los 21 puntos seleccionados para modelo de Cambio Climático

Para modelar el efecto del Cambio Climático se seleccionaron los 21 puntos listados en Tabla 24. Se realizó un análisis de correlaciones entre las series temporales de temperaturas SNP\_Temp y PAL\_Temp usadas para la calibración de los modelos de Demanda de las regiones Sur y Sureste de Brasil. De este modelado, resultó que a partir de las series en que se modeló el efecto del Cambio Climático, la mejor estimación de la temperatura SNP\_Temp y PAL\_Temp sería la que se muestra en la Fig. 72 donde Temp\_MB03, Temp\_MB10 y Temp\_MB13 son tres de las 21 series listadas en la Tabla 24.

```

ut03:= ( Temp_MB03 - 20.145 ) / 5.52913534727106;
ut10:= ( Temp_MB10 - 17.34521 ) / 6.50549052499147;
ut13:= ( Temp_MB13 - 17.80863 ) / 5.59196187856791;

BR_temp_S := 19.74028 + 5.84279672412082 * ( 0.5 * ut10 + 0.5 * ut13 );
BR_temp_SE:= 19.51483 + 4.9081216459617 * ut03;
    
```

Fig. 72. Estimación de las temperaturas para las Demandas del Sur y Sureste de Brasil.

En la Fig. 73 se muestra el modelado realizado a partir de la información de ONS.

Actor	Tipo de actor
BR_N->NOFICT1	Arco
BR_N->SE	Arco
BR_NE->NOFICT1	Arco
BR_NE->SE	Arco
BR_NOFICT1->N	Arco
BR_NOFICT1->NE	Arco
BR_NOFICT1->SE	Arco
BR_S->SE	Arco
BR_SE->N	Arco
BR_SE->NE	Arco
BR_SE->NOFICT1	Arco
BR_SE->S	Arco
Nodo_BR_N	Nodo
Nodo_BR_NE	Nodo
Nodo_BR_NOFICT1	Nodo
Nodo_BR_S	Nodo
Nodo_BR_SE	Nodo

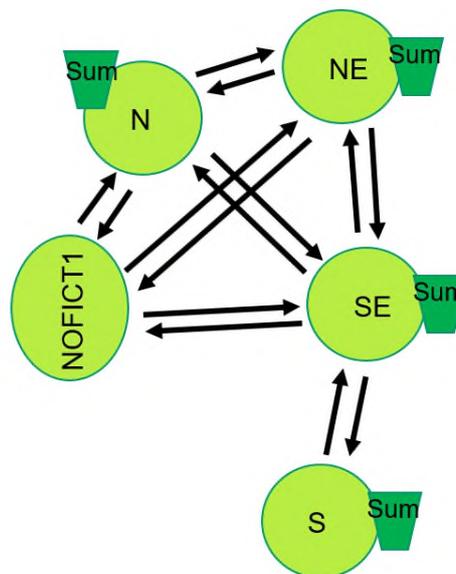


Fig. 73. Subsistemas eléctricos de Brasil y los arcos SimSEE asociados.

### 9.4.3. Oferta térmica por subsistema.

El modelo detallado de Brasil implica el modelado de las cuatro regiones. Se modelaron en total 137 centrales térmicas. La Fig. 75 muestra el resultado de simulación del modelo detallado para las cuatro regiones por separado (bloqueando los intercambios con las demás regiones), poniendo indisponible toda la generación que no es térmica y con una demanda creciente desde 0 (Cero) hasta valores suficientes para despachar FALLA en cada región. En las figuras se muestra con trazo continuo el valor esperado del costo marginal según el nivel de demanda resultado de la simulación considerando las correspondientes configuraciones de disponibilidad programada y fortuita de las centrales. Con trazo discontinuo se muestra el resultado de las simulaciones imponiendo disponibilidad fortuita = 1 (suponiendo que no se rompen las máquinas).



Fig. 75. Subsistemas eléctricos de Brasil.

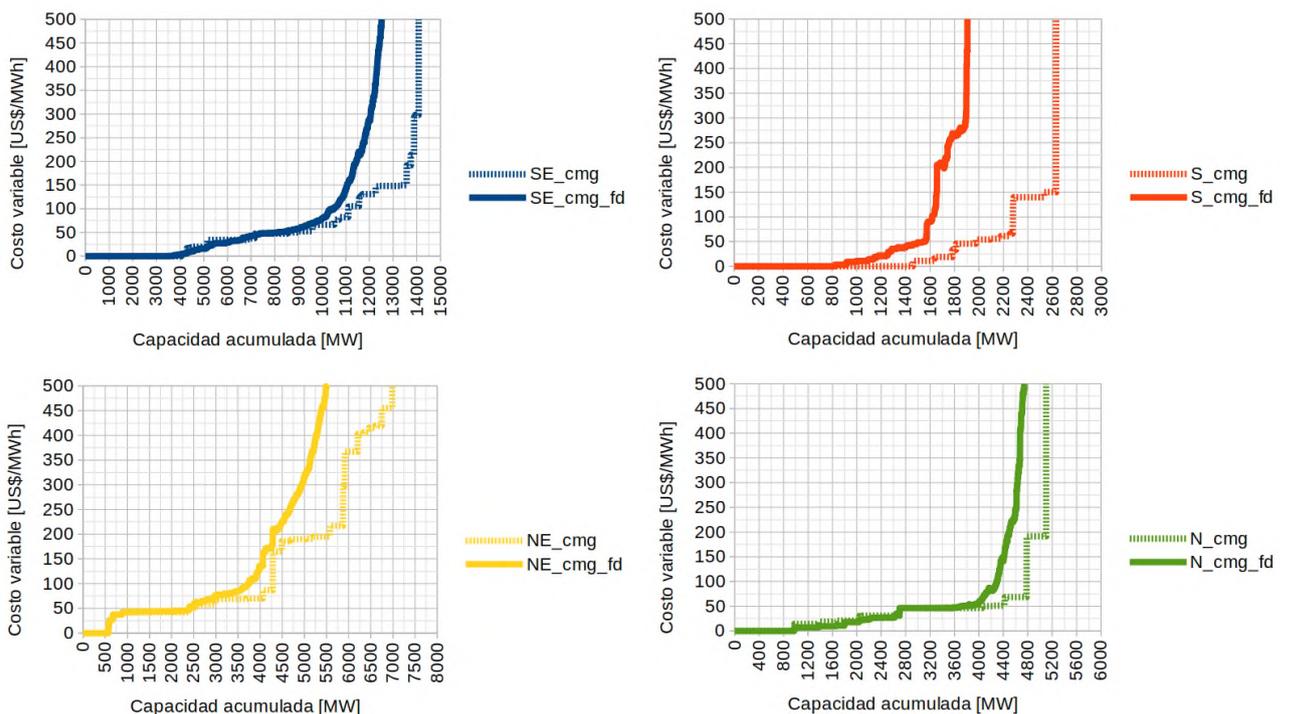


Fig. 74. Resumen de las ofertas térmicas por región.

### 9.4.4. Series de caudales incrementales de Brasil.

La Tabla 20 muestra el conjunto de series de caudales incrementales utilizadas para el caso de Brasil. Las series están ordenadas por valor esperado (VE) decreciente. Al final de la tabla, se marcan en amarillo 3 series con valores nulos y que por tanto no corresponde considerarlas (el caudal de las centrales correspondiente es 100 % del erogado por las centrales aguas arriba).

Tabla 20. Series de caudales incrementales utilizadas para Brasil. Valor esperado, mínimo y máximo en m<sup>3</sup>/s

POSTO	VE	MAX	MIN	POSTO	VE	MAX	MIN	POSTO	VE	MAX	MIN
285_JIRAU	18615	53678	1356	141_BAGUARI	160	913	3	38_A.S.LIMA	52	292	10
275_TUCURUI	6658	35441	-346	98_CASTRO_ALVES	154	1033	3	89_GARIBALDI	52	747	0
292_BELO_MONTE_A	5500	13900	0	12_P_COLOMBIA	154	719	7	43_T.IRMAOS	48	357	-143
271_ESTREITO_TOC	4097	22600	527	226_JURUENA	153	261	113	78_SALTO_OSORIO	48	399	-13
169_SOBRADINHO	2519	15676	207	217_MACHADINHO	150	1186	-5	42_NAVANHANDAVA	47	476	-23
302_PIMENTAL_ART	2450	28542	380	134_SALTO_GRANDE	149	1051	18	206_MIRANDA	45	184	0
66_ITAIPU	1847	8911	57	149_CANDONGA	149	935	28	220_MONJOLINHO	41	338	0
229_TELES_PIRES	1264	5343	14	155_RETIRO_BAIXO	148	1024	10	198_SOBRAGI	38	164	7
290_STO_ANT_JARI	1097	5138	33	255_IRAPE	143	1572	4	197_PICADA	38	142	9
204_CACH.CALDEIR	976	3332	43	94_FOZ_CHAPECO	142	1250	-46	296_GUAPORE	33	49	26
227_SINOP	923	2998	179	63_ROSANA	141	1236	-119	15_E_DA_CUNHA	33	174	4
33_SAO_SIMAO	769	2991	70	126_SIMPLICIO	137	283	-20	196_ROSAL	33	194	3
270_SERRA_MESA	745	6163	91	205_CORUMBA_IV	128	573	18	23_CORUMBA_III	31	139	3
273_LAJEADO	726	4899	-27	1_CAMARGOS	128	576	24	110_ERNESTINA	31	236	1
46_P.PRIMAVERA	701	5033	-592	144_MASCARENHAS	127	790	6	216_CAMPOS_NOVOS	30	214	-2
257_PEIXE_ANGIC	691	5184	38	154_SAO_DOMINGOS	126	234	77	10_IGARAPAVA	29	155	-26
74_G.B.MUNHOZ	656	5150	80	97_MONTE_CLARO	124	945	1	120_JAGUARI	29	111	5
61_CAPIVARA	622	4181	68	123_FUNIL	121	596	11	319_BILLINGS	25	115	4
269_BALBINA	605	2690	19	77_SLT.SANTIAGO	120	1338	-11	8_ESTREITO	24	118	-14
6_FURNAS	596	2503	54	40_PROMISSAO	117	637	0	230_SAO_MANOEL	20	128	-9
156_TRES_MARIAS	509	3411	9	101_SALTO_PILAO	116	1058	6	115_G.P.SOUZA	20	74	5
190_B_ESPERANCA	451	1907	151	49_CHAVANTES	115	787	8	52_CANOAS_I	18	120	2
17_MARIMBONDO	432	2259	4	50_L.N_GARCEZ	110	672	12	132_LAJES	18	68	3
37_BARRA_BONITA	397	2323	76	81_BAIXO_IGUACU	109	872	8	241_SALTO_DO_RIO	16	40	5
188_ITAPEBI	358	4124	12	22_BATALHA	106	502	8	176_COMP_MOXOTO	15	554	-167
279_SAMUEL	357	1339	9	7_M_DE_MORAES	106	560	3	261_FOZ_DO_RIO_C	14	67	-3
45_JUPIA	341	1482	61	71_STA_CLARA_PR	103	841	10	28_CAPIM_BRANC2	14	62	-5
291_DARDANELOS	338	1515	21	39_IBITINGA	98	424	19	117_GUARAPIRANGA	13	60	3
34_I.SOLTEIRA	335	2011	-157	254_P.CAVALO	96	1625	3	9_JAGUARA	10	63	-16
92_ITA	302	2367	5	283_STA_CLARA_MG	94	1033	5	284_14_DE_JULHO	10	94	-23
222_SALTO_CAXIAS	299	2325	14	191_CANA_BRAVA	89	849	3	122_SANTA_BRANCA	10	43	0
24_EMBORCACAO	295	1683	30	253_SAO_SALVADOR	88	629	-136	103_PASSO_SAO_JO	9	105	-31
287_STO_ANTONIO	289	2287	-205	145_RONDON_II	86	366	33	303_FONTES	9	29	-17
25_NOVA_PONTE	288	1243	40	228_COLIDER	86	278	2	297_FERREIRA_GOM	9	82	0
209_CORUMBA_I	280	1243	26	295_JAURU	85	154	55	51_CANOAS_II	9	61	0
215_BARRA_GRANDE	274	1807	13	286_QUEBRA_QUEIX	79	621	3	248_BARRA_DOS_CO	8	23	2
57_MAUÁ	270	1762	27	32_CACH.DOURADA	77	451	3	183_SA_CARVALHO	7	47	0
148_AIMORES	250	2150	12	281_PONTE_PEDRA	76	156	28	263_P_ESTRELA	6	46	-1
299_I_POMBOS	250	2024	91	262_GUILMAN-AMOR	75	499	11	207_CAPIM_BRANC1	6	29	-3
102_SAO_JOSE	244	1435	20	172_ITAPARICA	74	2738	-529	48_PIRAJU	5	45	-1
18_A_VERMELHA	244	1196	-266	259_ITIQUIRA_I	73	244	17	72_FUNDAO	5	39	0
31_ITUMBIARA	240	1289	15	121_PARAIBUNA	69	276	21	249_OURINHOS	4	34	-2
88_SAO_ROQUE	231	2507	14	251_SERRA_FACAO	66	381	5	318_HENRY_BORDEN	4	18	0
47_A.A.LAYDNER	224	1552	55	11_VOLTA_GRANDE	65	308	0	280_COARACY_NUNE	3	10	-4
277_CURUA-UNA	214	827	45	99_ESPORA	63	179	22	112_JACUI	2	22	-1
75_SEGREDO	203	917	14	114_D.FRANCISCA	61	351	-1	16_A.S.OLIVEIRA	1	6	-1
247_CACU	192	590	50	62_TAQUARUCU	60	474	-38	2_ITUTINGA	0	0	0
111_PASSO_REAL	179	1164	11	113_ITAUBA	56	716	0	252_ITIQUIRA_II	0	0	0
294_SALTO	178	482	78	93_PASSO_FUNDO	56	391	1	306_P_PASSOS	0	0	0
278_MANSO	169	727	37	158_QUEIMADO	53	294	4	178_XINGO	0	80	-147
211_FUNIL-GRANDE	166	839	14	14_CACONDE	52	235	8	70_JORDAO	-78	-1	-165
								131_NILO_PECANHA	-103	6	-727

### 9.4.5. Modelo al 2030

La información contenida en la Base de datos del programa NEWAVE correspondiente a la programación diciembre 2021 [13] cubre hasta el año 2025. Utilizando dicha información y la obtenida del "Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 de Brasil"[15] se elaboró la información que muestra la Tabla 21. Se destaca el cambio significativo en lo que refiere a la oferta térmica habiendo ganado en flexibilidad respecto a la situación actual. Para realizar este cambio de capacidad instalada de los diferente tipos de centrales térmicas entre el 2025 y el 2030 se asumió un cronograma de retiro algunas de las centrales operativas del 2025 para llegar al 2030 acorde a los informado en la referencia [15] para ese año.

Tabla 21. Oferta energética en Brasil al 2030

Recurso		MW	fp	MW med	Sala SimSEE de simulación									Rubros decenal 2031 BR										
					Hidro	Eólica	Solar	CV_000	CV_050	CV_150	CV_200	CV_400	PCT	PCH	Hidro	Eólica+Solar	Térmicas	Biomasa	PCH	MMGD	RD			
Hidro	AI 2025	109,132			1																			
	Expansión	4,322			1																			
Eólica	AI 2025	26,497				1																		
	Expansión	4,344				1																		
Solar	AI 2025	3,679					1																	
	Expansión	2,700					1																	
Térmicas	CV_000	8,184						1																
	CV_050	7,892							1															
	CV_150	18,785								1														
	CV_200	630									1													
	CV_400	262										1												
Biomasa	Modeladas con CV_050	148							1															
	Original NO modelada	14,421	34%	4,855																				
	Expansión No modelada	400	91%	364																				
	Nuevas No modeladas	1,326	91%	1,206																				
PCH	AI 2025	7,065	48%	3,392																				
	Expansión	2,700	48%	1,296																				
RSU	Residuos Sólidos Urbanos	333	91%	303																				
MMGD	Termo Autónoma	4,471	10%	447																				
	Hidro Autónoma	234	48%	112																				
	Solar Autónoma	5																						
	Eólica Autónoma	1																						
	Solar Distribuída	26,172																						
	Termo Distribuída	2,607	10%	261																				
	Eólica Distribuída	300																						
	CGH (Central Gen Hidro	126	48%	60																				
	No se modela	3,302																						
RD	No se modela	2,311																						
MW		252,350			113,454	31,141	32,557	8,184	8,041	18,785	630	262	23,558	10,125	113,454	37,220	36,087	16,295	9,765	37,218	2,311			
MW medios			12,297		246,736									252,350									7,435	4,861

### 9.4.6. Verificaciones realizadas

En el modelado realizado se reagruparon las centrales térmicas de cada una de las cuatro regiones (SE, S, NE, N) en grupos de igual costo variable. La Fig. 76 es tomada de la referencia [15] a la que se superpuso la curva la oferta térmica como fue representada en el modelo.

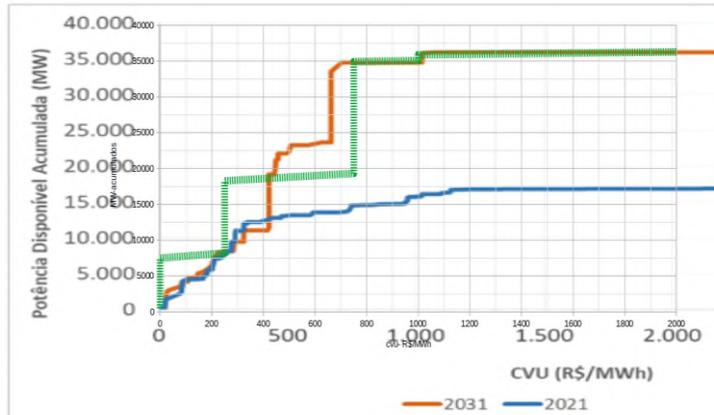


Fig. 76. Verificación de la oferta térmica acumulada a 2031.

La referencia [15] explicita limitaciones de representación del sistema con la herramienta Newave, utilizando paso de tiempo mensual, que llevaron a una representación optimista de la capacidad del sistema hidroeléctrico de cubrir con seguridad la demanda de acuerdo a lo observado en los años 2021 y 2022. Por ello para el diseño del plan indicativo exponen el "Criterio de Suprimiento de Potencia" que se muestra en la Fig. 77. Este criterio, consiste en instalar lo necesario para que la probabilidad de incurrir en racionamientos equivalentes al 5 % de la Demanda sea inferior o igual a 10 %. En la misma Fig. 77 hemos superpuesto el resultado de las simulaciones realizadas para el caso Base (curva verde entrecortada) verificando la buena representación lograda, en el sentido de reproducir el Criterio de Suprimiento de Potencia de la referencia [15].

### Gráfico 3 - 27: Critério de Suprimimento de Potência

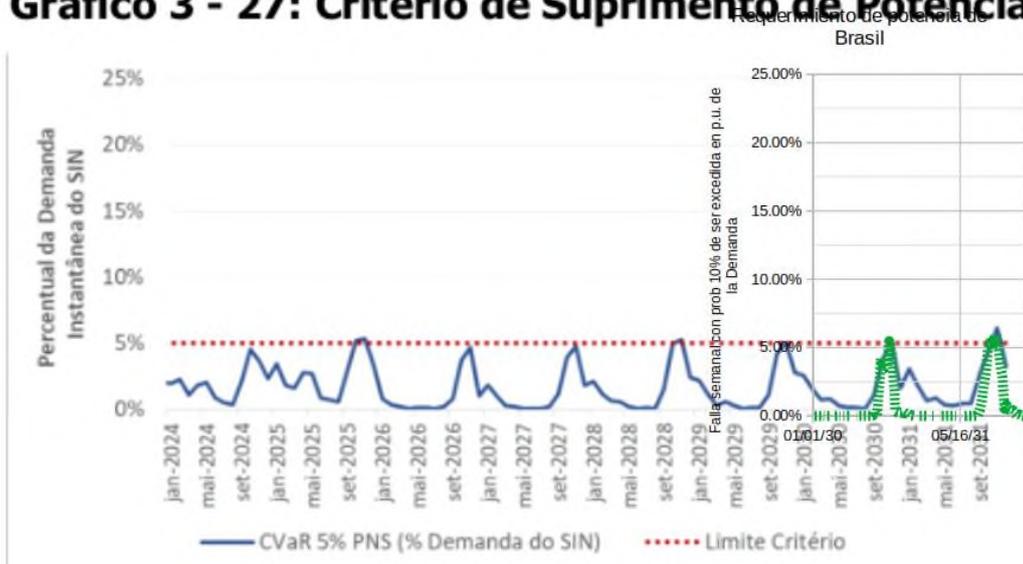


Fig. 77. Verificación del criterio de respaldo de potencia.

La Fig. 78 muestra la Falla media semanal que es excedida con probabilidad 10 % y en horizontal los MW-medios de Falla (curva Roja) y la importación media realizada durante 2021 desde Argentina y Uruguay según la referencia [15]. Como se puede apreciar, el modelo logrado representa el sistema de Brasil con resultados similares a los usados para su planificación indicativa y muestra como una característica relevante la estacionalidad que presenta el riesgo de déficit.

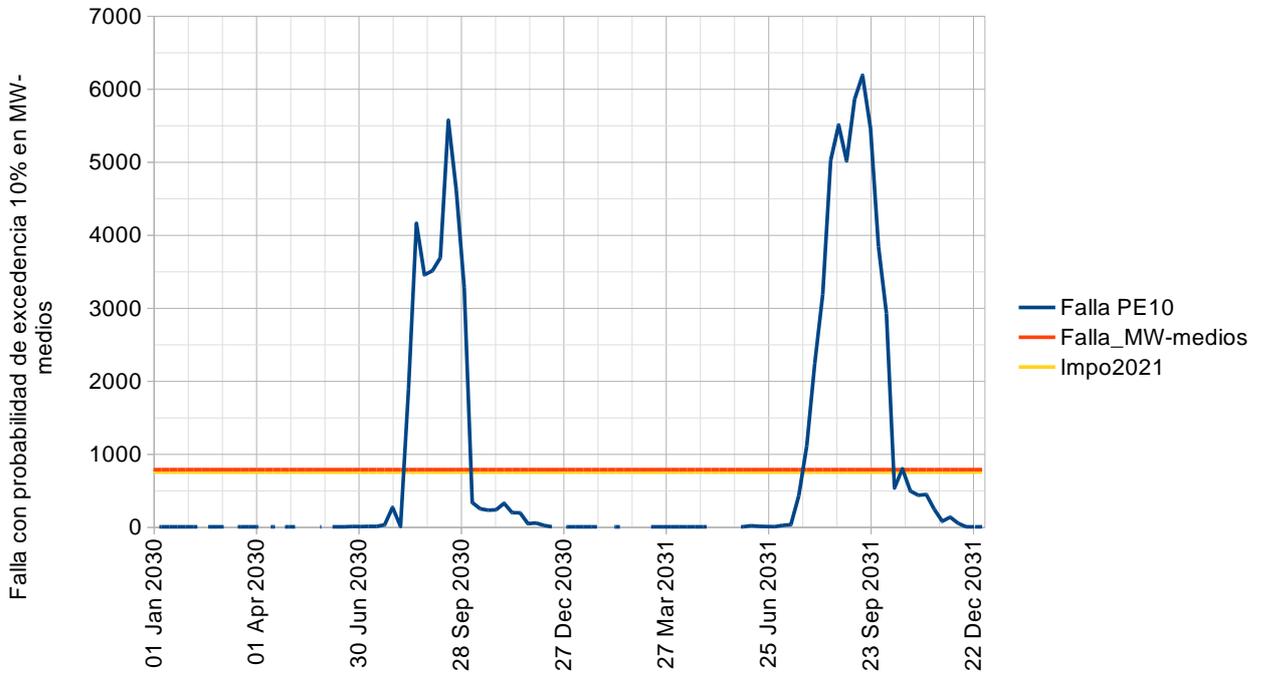


Fig. 78. Despacho de falla semanal con probabilidad de excedencia 10%

## 10. Metodología, modelado y herramientas

### 10.1. Introducción

Para el modelado y simulación de los sistemas se utilizó la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE). En particular, para la representación de los procesos estocásticos se utilizó la herramienta AnálisisSerial, incluida en SimSEE, que permite la construcción de modelos estocásticos, del tipo CEGH [6], que respetan las correlaciones tanto espaciales (entre las señales) como temporales (de las señales con sus pasados), aspecto que se considera crucial para el modelado de los sistemas con creciente penetración de energías eólica y solar.

Se construyó un modelo estocástico de los caudales afluentes medios semanales a las cuencas incrementales de las diferentes hidroeléctricas de los cuatro países y de la información de la anomalía de la temperatura superficial del Océano Pacífico, reflejando así la correlación entre la disponibilidad del recurso hídrico en las diferentes regiones.

Se construyó un modelo estocástico, con detalle horario, de radiación solar, temperatura y velocidad de viento en un conjunto de 21 puntos distribuidos en las regiones modeladas. Para la temperatura se utilizó el promedio móvil centrado de 24 horas. Este modelo permite captar las oportunidades de intercambios spot entre los países, debido a las variaciones de los recursos eólico y solar, así como captar las variaciones previsibles de la Demanda de energía por efecto de la temperatura.

Ambos modelos estocásticos, se entrenaron con diferentes series de datos representando así los diferentes escenarios a simular: Escenario Base y dos escenarios de severidad de cambio climático (RCP4.5 y RCP8.5) para cada uno de los nueve modelos de la dinámica del clima. Se suministró a Tecnalia las series que representan el caso Base para que las transforme a los dos escenarios con de cambio climático para cada uno de los nueve modelos de evolución del clima seleccionados por Tecnalia.

Con los modelos así construidos se simuló la operación de los sistemas interconectados Uruguay, Argentina, Paraguay y Brasil, suponiendo que cada uno realiza la operación óptima de sus recursos y que los intercambios son del tipo spot. De estas simulaciones se obtiene el costo de abastecer la demanda del conjunto de los países en cada uno de los escenarios simulados evaluando así, por diferencia con el caso Base, los impactos asociados a los dos escenarios de cambio climático considerados.

Los sistemas de generación de los cuatro países cuentan con una alta proporción de energía hidroeléctrica. Lo que no es cubierto por esta fuente deberá ser cubierto por generación térmica (incluyendo nuclear y biomasa), solar o eólica. La variabilidad del recurso hidráulico, y su relevancia en los países modelados, lleva a que se deban utilizar técnicas de optimización que permitan obtener una Política de Operación que determine en cada instante la conveniencia o no de utilizar agua de un embalse en comparación con el resto de los recursos disponibles. Como ya se mencionó, para la obtención de esta Política de Operación se supuso que los países tienen restringidos los intercambios internacionales, de manera que cada uno valore el agua de sus embalses acorde con un funcionamiento de auto-abastecimiento (ver nota al pie en pág.6).

## 10.2. Paso de tiempo y Postizado Dinámico

---

Para realizar las simulaciones se seleccionó un paso de tiempo semanal.

En un extremo, a menor paso de tiempo es mayor la cantidad de detalles del sistema que deben ser considerados y por supuesto mayor el tiempo de cálculo. A modo de ejemplo, si se utilizara un paso de tiempo horario, todas las centrales deberían ser consideradas con embalse, lo que aumenta en forma considerable la dimensión del problema de optimización. También debiera considerarse dentro de la información de estado del sistema los pronósticos de caudales afluentes, velocidad de viento y radiación solar en forma explícita (aumentando aún más el estado del sistema a representar).

En el otro extremo, con un paso de tiempo mensual, se estaría considerando que todas las centrales (hasta las operadas como de pasada) son capaces de mover su producción en las horas del mes. Implícitamente equivale a considerar un embalse ficticio para cada central capaz de almacenar por lo menos la energía del mes. También supondría el conocimiento de la producción de las centrales eólicas y solares (como si el pronóstico fuera perfecto) dentro del mes. Estas suposiciones pueden no ser relevantes en sistemas donde la penetración de solar y eólica sea poco significativa, pero en aquellos en que es importante, es necesario pasar a pasos de tiempo semanales o diarios.

Para ir a pasos de tiempo diarios y horarios, se precisaría considerar el embalse de aquellas centrales de regulación inferior a la semana. En la mayoría de los países, dichas centrales no son operadas en base a una valorización del agua y son consideradas como centrales de pasada. Por esta razón, para el objetivo de este trabajo, se considera pertinente utilizar un paso de tiempo de simulación semanal logrando así un equilibrio entre la complejidad de la representación y la operación real de los sistemas.

Para tener una representación mejorada de los requerimientos de potencia dentro de la semana, las horas de las semanas son re-agrupadas en forma dinámica durante la simulación, en cada paso de tiempo en conjuntos denominados Postes.

El agrupamiento dinámico de las horas en Postes (grupo de horas) supone calcular la suma de las demandas horarias de todos los sistemas y restar la suma de las series horarias de generación eólica y solar para las 168 horas de cada paso de tiempo, obteniendo así lo que se denomina La Demanda Neta del sistema. Las horas del paso de tiempo son entonces re-agrupadas en base a la Demanda Neta y se definen los Postes a considerar. En las simulaciones realizadas se utilizaron 3 Postes, Poste\_1, Poste\_2 y Poste\_3 con las duraciones: 5, 121 y 42 horas respectivamente. En cada paso de tiempo de simulación, en forma dinámica se definen las horas pertenecientes a cada poste.

Los Postes están definidos de mayor a menor requerimiento de potencia gestionable. El Poste\_1 representa las 5 horas de mayor requerimiento de potencia gestionable durante la semana y el Poste\_4 las de menor requerimiento. Con baja integración de renovables, los Postes quedan definidos por la Demanda y generalmente las 5 horas del Poste\_1 corresponden a las 5 horas del pico de los días laborables y las 42 horas del Poste\_3 a las horas de las madrugadas de los 7 días de la semana (con mayor concentración en los domingos y los días feriados).

En los sistemas con alta integración de renovables, es la Demanda Neta la que rige la definición de los Postes y por tanto no es posible identificar a priori una banda horaria fija con la definición de los Postes. La plataforma SimSEE maneja en forma automática este aspecto del postizado dinámico del paso de tiempo y suministra una herramienta para poder luego visualizar

resultados en forma horaria publicando para ello un índice que permite saber a cuál de los cuatro postes corresponde cada hora de cada paso de tiempo simulado.

### 10.3. Obtención de una Política de Operación.

La Política de Operación óptima es aquella que logra equilibrar el beneficio/costo del uso de una unidad de un recurso en el presente (agua embalsada generalmente) con el costo/beneficio que dicha unidad tendría para la operación futura. Esta vinculación temporal de las decisiones de operación hace que el problema de operar al mínimo costo sistemas con hidroeléctricas con embalses sea complejo.

Tradicionalmente se recurren a técnicas que se conocen como Programación Dinámica Estocástica para intentar obtener una política de operación óptima (aquella que minimiza el valor esperado de la operación futura). El problema de optimización es complejo creciendo la complejidad exponencialmente con la cantidad de embalses a considerar. Por esta razón se recurre a simplificaciones/aproximaciones lográndose en consecuencia Políticas de Operación que son sub-óptimas.

La primera aproximación a realizar pasa por clasificar las centrales hidroeléctricas entre centrales de paso (sin embalse) y aquellas con embalse. Esta clasificación está necesariamente asociada al paso de tiempo que se utilice para simulación. En nuestro caso se decidió utilizar un paso de tiempo semanal dividido en 3 Postes Dinámicos de 5, 121 y 42 horas para representar en cada semana simulada, las 5 horas de mayor requerimiento, las 121 horas de requerimiento intermedio y las 42 horas de menor requerimiento de potencia para suministrar la Demanda Neta (Demanda real menos energías eólica y solar en cada hora).

Se modelaron en forma conjunta los sistemas de generación de Uruguay, Argentina, Paraguay y Brasil y las capacidades de interconexión entre ellos. Primero se procedió a realizar una optimización con el objetivo de obtener una política de operación de los subsistemas en forma aislada con el propósito de establecer la política de operación de cada país en forma autónoma. Para ello, se introdujo un peaje ficticio, de 1000 US\$/MWh en los arcos de interconexión entre los países (ver nota al pie de la pag.6). Salvo para el caso de Paraguay como se explica en párrafos siguientes.

Como Variables de Estado, determinantes de la política de operación, se consideró el volumen embalsado en 75 (setenta y cinco) centrales hidroeléctricas (del total de 172 modeladas).

**Uruguay** se modeló con un nodo único y se modelaron un total de 4 hidroeléctricas 3 con embalses y una de pasada.

**Argentina** se modeló con dos nodos con 4 centrales con embalse y 8 de pasada.

En **Paraguay**, se modeló el embalse del lago Iguazú y las centrales de Itaipú y Yacyretá se modelaron como conectadas a Brasil y Argentina respectivamente (como centrales de pasada) y se modeló que la Paraguay puede tomar hasta la mitad de la energía de dichas centrales para su demanda, reflejando así que de la generación de dichas centrales, la parte que no toma Paraguay de su 50 % es vendido a Brasil y a Argentina.

Para el caso de **Brasil**, se modelaron cuatro regiones (representadas por nodos en SimSEE) correspondientes al Sur-Este (SE) al Sur (S), al Nor-Este (NE) y al Norte (N) a las que se conectan las centrales y las demandas más un nodo adicional ficticio para representar los límites de intercambio entre las regiones de igual forma en que lo hace el Operador Nacional del Sistema (ONS).

En el caso de Brasil, se consideraron como Variables de Estado los volúmenes embalsados en las 67 centrales de acuerdo a la base de datos que utiliza ONS en el modelo Newave [13]. En la metodología de Newave, esas centrales son re-agrupadas en 12 embalses equivalentes y para la optimización se utiliza Programación Dinámica Estocástica Dual (SDDP por sus siglas en inglés) y el problema se resuelve con paso de tiempo mensual. En nuestro caso, es necesario agregar más variables de estado creciendo la dimensión del problema a resolver y además un paso de tiempo mensual se considera demasiado prolongando como para captar las dificultades de los sistemas en manejar las variabilidades de la generación eólica y solar. En la práctica, el paso mensual es demasiado prolongado también para captar las variaciones en la generación hidráulica y la capacidad real de las represas de manejar variaciones importantes de caudal. Por lo anterior, utilizamos un paso semanal de simulación y por la cantidad de variables de estados, se utilizaron técnicas de Aprendizaje Automático<sup>6</sup> para obtener la Política de Operación.

El total de Variables de Estado consideradas para la formación de la Política de Operación es 76 (setenta y seis). Cuatro correspondientes a embalses de Argentina, 67 de Brasil, una de Paraguay cuatro embalses de Uruguay más una Variable de Estado correspondiente a la anomalía de la temperatura del océano Pacífico en la zona conocida como 3.4.

Dada la cantidad de Variables de Estado consideradas, no es factible aplicar el algoritmo de clásico conocido como Recursión de Bellman, por la explosión combinatoria de los estados a explorar, conocida como La Maldición de Bellman. Las técnicas del tipo SDDP funcionan muy bien en sistemas determinísticos o en aquellos en que no es relevante representar los procesos estocásticos con la dinámica y correlaciones reales entre las variables; pues de ser necesario representarlos adecuadamente, se tiene el mismo tipo de explosión combinatoria que se tiene en la Recursión de Bellman (explota la combinación de estados de exploración del proceso estocástico).

En este trabajo, se optó por usar un conjunto de Redes Neuronales y procedimientos de Aprendizaje Automático, para que en base a simulaciones, SimSEE aprenda una Política de Operación. Para ello se ensayaron varias estructuras de red, con resultados similares, terminando por ser seleccionada la correspondiente a un array de redes neuronales, una por cada semana, con la que se muestra en la Fig. 79, por ser la que llevó a menores costos de operación en valor esperado.

Las 76 entradas a la red neuronal corresponden a las Variables de Estado del sistema que se muestran en la Tabla 22. La estructura (de la red neuronal de cada semana) consta de una capa de entrada que escala las 76 variables de entrada a un rango normalizado en el entorno  $(-1, 1)$ , una capa oculta y una capa de salida. La capa oculta es de 12 neuronas. El conjunto de redes neuronales, se entrenan para aprender, por ensayo y error

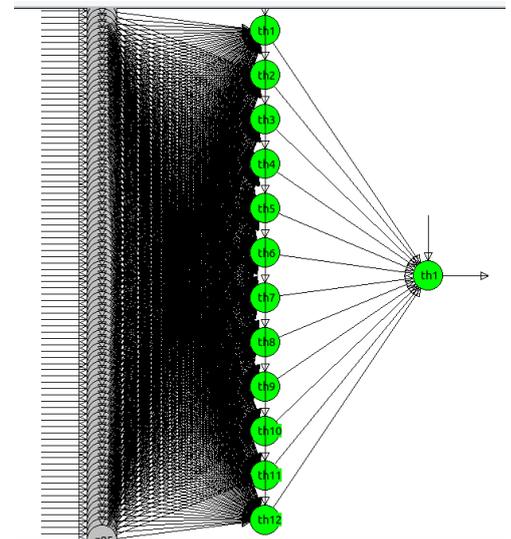


Fig. 79. Estructura de la Red Neuronal entrenada para representar la Política de Operación.

6 En este contexto, el Aprendizaje Automático consiste en un bucle de aprendizaje, en el que un Robot, simula la operación de los sistemas con una Política de Operación inicial dada y en base a los resultados de las simulaciones va mejorando la Política de Operación.

(aprendizaje por refuerzo), el valor esperado del Costo Futuro de operación en base a simulaciones de la operación usando la misma red para determinar la política de operación.

*Tabla 22. Variables de entrada a la Red Neuronal.*

1	AR_hid_ALJ_Vol	21	BR_hid_CORUMBA_III_Vol	41	BR_hid_MACHADINHO_Vol	61	BR_hid_SAO_SIMAO_Vol
2	AR_hid_CHO_Vol	22	BR_hid_CORUMBA_IV_Vol	42	BR_hid_MANSO_Vol	62	BR_hid_SEGREDO_Vol
3	AR_hid_PBA_Vol	23	BR_hid_CURUA-UNA_Vol	43	BR_hid_MARIMBONDO_Vol	63	BR_hid_SERRA_FACAO_Vol
4	AR_hid_PIE_Vol	24	BR_hid_EMBORCACAO_Vol	44	BR_hid_MAUVA_Vol	64	BR_hid_SERRA_MESA_Vol
5	BR_hid_A.A._LAYDNER_Vol	25	BR_hid_ERNESTINA_Vol	45	BR_hid_MIRANDA_Vol	65	BR_hid_SINOP_Vol
6	BR_hid_A._VERMELHA_Vol	26	BR_hid_ESPORA_Vol	46	BR_hid_NOVA_PONTE_Vol	66	BR_hid_SLT.SANTIAGO_Vol
7	BR_hid_B._ESPERANCA_Vol	27	BR_hid_FUNIL_Vol	47	BR_hid_P._CAVALO_Vol	67	BR_hid_SOBRADINHO_Vol
8	BR_hid_BALBINA_Vol	28	BR_hid_FURNAS_Vol	48	BR_hid_P._ESTRELA_Vol	68	BR_hid_STA_CLARA_PR_Vol
9	BR_hid_BARRA_BONITA_Vol	29	BR_hid_G.B._MUNHOZ_Vol	49	BR_hid_PARAIBUNA_Vol	69	BR_hid_TRES_IRMAOS_Vol
10	BR_hid_BARRA_GRANDE_Vol	30	BR_hid_G.P._SOUZA_Vol	50	BR_hid_PASSO_FUNDO_Vol	70	BR_hid_TRES_MARIAS_Vol
11	BR_hid_BATALHA_Vol	31	BR_hid_GARIBALDI_Vol	51	BR_hid_PASSO_REAL_Vol	71	BR_hid_TUCURUI_Vol
12	BR_hid_BILLINGS_Vol	32	BR_hid_GUARAPIRANGA_Vol	52	BR_hid_PEIXE_ANGIC_Vol	72	PY_hid_Yguazú_Vol
13	BR_hid_CACONDE_Vol	33	BR_hid_I._SOLTEIRA_Vol	53	BR_hid_PROMISSAO_Vol	73	UY_hid_Bonete_Vol
14	BR_hid_CACU_Vol	34	BR_hid_IRAPE_Vol	54	BR_hid_QUEBRA_QUEIX_Vol	74	UY_hid_Palmar_Vol
15	BR_hid_CAMARGOS_Vol	35	BR_hid_ITAPARICA_Vol	55	BR_hid_QUEIMADO_Vol	75	UY_hid_SaltoGrande_CTM50_Vol
16	BR_hid_CAMPOS_NOVOS_Vol	36	BR_hid_ITUMBIARA_Vol	56	BR_hid_RETIRO_BAIXO_Vol	76	iN34
17	BR_hid_CAPIM_BRANC1_Vol	37	BR_hid_JAGUARI_Vol	57	BR_hid_RONDON_II_Vol		
18	BR_hid_CAPIVARA_Vol	38	BR_hid_JORDAO_Vol	58	BR_hid_SAMUEL_Vol		
19	BR_hid_CHAVANTES_Vol	39	BR_hid_LAJES_Vol	59	BR_hid_SANTA_BRANCA_Vol		
20	BR_hid_CORUMBA_I_Vol	40	BR_hid_M._DE_MORAES_Vol	60	BR_hid_SAO_ROQUE_Vol		

#### 10.4. Modelado estocástico.

Par las simulaciones con SimSEE se utilizaron modelos de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma (CEGH [6]) para representar las correlaciones tanto espaciales como temporales. La misma metodología se utilizó para las series de caudales a las hidroeléctricas y para las series de velocidad de viento, radiación y temperatura.

El modelado CEGH (ver Fig. 80) se basa en identificar un conjunto de transformaciones no-lineales que transforman el conjunto de series a representar a un conjunto de series con distribución gaussiana normal e identificar sobre ese conjunto de series normalizadas, un sistema lineal (matrices A y B en el círculo verde de la Fig. 80) que a partir del valor del pasado de las series (gaussianizadas) y de entradas de ruido-blanco-independientes generan los próximos valores de salida del sistema. Las transformaciones inversas de las transformaciones no-lineales usadas durante el proceso de entrenamiento son el conjunto de cajas identificadas como "NLT" en la Fig. 80 y son las responsables en transformar las salidas del sistema lineal al mundo real durante las simulaciones.

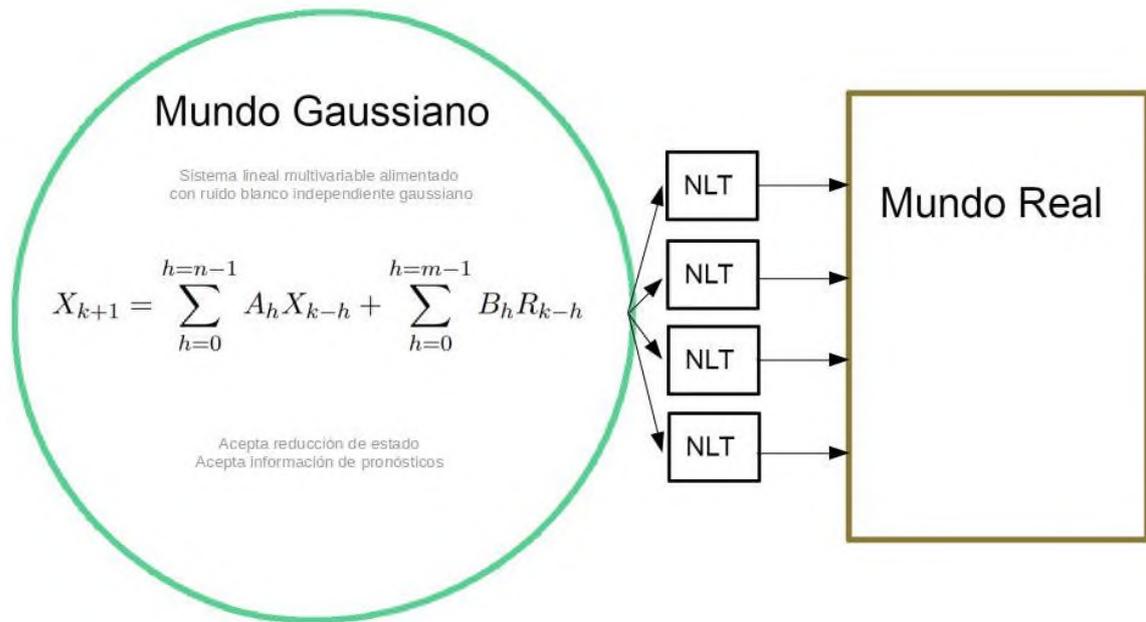


Fig. 80. Modelo estocástico de series temporales CEGH.

#### 10.4.1. Caudales hidráulicos.

Se dispone de las series de caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas representadas de los cuatro países (fuente: información publicada por los respectivos operadores). Además, se dispone de la serie denominada “iN34” correspondiente a la anomalía de la temperatura del océano Pacífico en la zona 3.4 [2]. La serie iN34 está asociada a los eventos El Niño y La Niña que impactan fuertemente sobre los regímenes de lluvia en los cuatro países. Con el conjunto de series mencionados se construyó un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma (CEGH) para su uso en SimSEE. La Tabla 23 muestra el listado de todas las series de caudales consideradas.

Tabla 23. Listado de series de caudales disponibles.

					Latitud:	Longitud:	País:	Nombre Hidroeléctrica:	Identificador:	
								iN34		
					-32.83	-56.42	UY	Bonete	uyBON	https://goo.gl/maps/hAZtNnXsozVpxFL8
					-33.06	-57.45	UY	Palmar	uyPAL	https://goo.gl/maps/8FJLPivBJMEZJ9u
					-31.27	-57.94	UY-AG	Salto Grande	uyagSG	https://goo.gl/maps/pqHwAX5SSpezyYYu5
					-40.58	-70.75	AG	Alicurá	agALI	https://goo.gl/maps/cYxHvKdYUf9SS52v6
					-39.27	-68.77	AG	Chocón	agCHO	https://goo.gl/maps/impE393PzmbEei19
					-50.21	-70.78	AG	Condor Cliff	agCLI	https://www.google.com.uy/maps/@-50.207055555
					-43.11	-71.65	AG	Futeleufú	agFUT	https://goo.gl/maps/LkZn719CTAdzzG536
					-38.56	-68.48	AG	Planicie Banderita	agPBA	https://goo.gl/maps/2dCFLnar28JQEZC9A
					-27.47	-56.73	AG-PY	Yacyrétá	agYAC	https://goo.gl/maps/K5SWM6s8Pn5Ydph9
1_Paraná	1 CAMARGOS	1	2	1	-21.32	-44.62	BR	CAMARGOS	br1_CAMARGOS	https://goo.gl/maps/HTNECMhQuCPkV6B8
1_Paraná	2 ITUTINGA	2	4	1	-21.29	-44.63	BR	ITUTINGA	br2_ITUTINGA	https://goo.gl/maps/Y4bcnty2WYHWAeuf9
1_Paraná	6 FURNAS	6	7	1	-20.67	-46.32	BR	FURNAS	br6_FURNAS	https://goo.gl/maps/45f1yLuezd9px2K6WV9
1_Paraná	7 M. DE MORAES	7	8	1	-20.29	-47.06	BR	M. DE MORAES	br7_M_DE_MORAES	https://goo.gl/maps/ITEZ28mXT4zKyOb09
1_Paraná	8 ESTREITO	8	9	1	-20.15	-47.28	BR	ESTREITO	br8_ESTREITO	https://goo.gl/maps/Vo66jA27BzCvFv8k6
1_Paraná	9 JAGUARA	9	10	1	-20.02	-47.43	BR	JAGUARA	br9_JAGUARA	https://goo.gl/maps/Xc9EJfc4QDL5h6xK6
1_Paraná	10 IGARAPAVA	10	11	1	-19.99	-47.76	BR	IGARAPAVA	br10_IGARAPAVA	https://goo.gl/maps/Heg3gAkcJp3xSgGMA
1_Paraná	11 VOLTA GRANDE	11	12	1	-20.03	-48.22	BR	VOLTA GRANDE	br11_VOLTA_GRANDE	https://goo.gl/maps/7NS52xkQJ3NtU6y17
1_Paraná	12 P. COLOMBIA	12	17	1	-20.13	-48.57	BR	P. COLOMBIA	br12_P_COLOMBIA	https://goo.gl/maps/naU94F9WkoXarE0F9
1_Paraná	14 CACONDE	14	15	1	-21.57	-46.62	BR	CACONDE	br14_CACONDE	https://goo.gl/maps/GiHhGhKuh79Svbx6
1_Paraná	15 E. DA CUNHA	15	16	1	-21.60	-46.95	BR	E. DA CUNHA	br15_E_DA_CUNHA	https://goo.gl/maps/vvYvSgAUeRahuvuc9
1_Paraná	16 A. S. OLIVEIRA	16	17	1	-21.63	-47.01	BR	A. S. OLIVEIRA	br16_A_S_OLIVEIRA	https://goo.gl/maps/KXkYawCr2QwGkou3A
1_Paraná	17 MARIMBONDO	17	18	1	-20.30	-49.20	BR	MARIMBONDO	br17_MARIMBONDO	https://goo.gl/maps/u2toosZmzzPXHR5e6
1_Paraná	18 A. VERMELHA	18	34	1	-19.86	-50.35	BR	A. VERMELHA	br18_A_VERMELHA	https://goo.gl/maps/dpSYJu1j290K9H7
1_Paraná	20 BOCAINA	20	24	1	-22.73	-44.92	BR	BOCAINA	br20_BOCAINA	https://goo.gl/maps/SjbatP6BCns1Txz9
1_Paraná	22 BATALHA	22	21	1	-17.35	-47.49	BR	BATALHA	br22_BATALHA	https://goo.gl/maps/c9gajjBoZZL2L5s5
1_Paraná	23 CORUMBA III	203	30	1	-16.25	-47.95	BR	CORUMBA III	br23_CORUMBA_III	https://g.page/DUBAIDOLAG03?share
1_Paraná	24 EMBORCACAO	24	31	1	-18.45	-47.99	BR	EMBORCACAO	br24_EMBORCACAO	https://goo.gl/maps/eSLkmBw4N6aomrk8
1_Paraná	25 NOVA PONTE	25	26	1	-19.13	-47.70	BR	NOVA PONTE	br25_NOVA_PONTE	https://goo.gl/maps/wDQhYLPwU77GzJk8
1_Paraná	28 CAPIM_BRANC2	28	31	1	-18.66	-48.44	BR	CAPIM BRANC2	br28_CAPIM_BRANC2	https://goo.gl/maps/8fCeaTL39iCdsUmc6
1_Paraná	31 ITUMBIAIRA	31	32	1	-18.41	-49.10	BR	ITUMBIAIRA	br31_ITUMBIAIRA	https://goo.gl/maps/YvxDv1b5uPzV5CA
1_Paraná	32 CACH.DOURADA	32	33	1	-18.50	-49.49	BR	CACH.DOURADA	br32_CACH.DOURADA	https://goo.gl/maps/VuYXG1AN7LzNxxX7
1_Paraná	33 SAO SIMAO	33	34	1	-19.02	-50.50	BR	SAO SIMAO	br33_SAO_SIMAO	https://goo.gl/maps/E7J7kNwRLYFQv19
1_Paraná	34 I. SOLTEIRA	34	44	1	-20.38	-51.36	BR	I. SOLTEIRA	br34_I_SOLTEIRA	https://goo.gl/maps/nSuTjUg3oGFTYZK8
1_Paraná	47 A.A.LAYDNER	47	48	1	-23.21	-49.23	BR	A.A. LAYDNER	br47_A.A.LAYDNER	https://goo.gl/maps/p97nQeALz8iLnp8
1_Paraná	48 PIRAJU	48	49	1	-23.15	-49.38	BR	PIRAJU	br48_PIRAJU	https://goo.gl/maps/bcNSZNYc7SqPCwLA
1_Paraná	49 CHAVANTES	49	249	1	-23.13	-49.73	BR	CHAVANTES	br49_CHAVANTES	https://goo.gl/maps/Bogbb1DRhpgpJ51N8
1_Paraná	50 L.N. GARCEZ	50	51	1	-22.90	-50.00	BR	L.N. GARCEZ	br50_LN_GARCEZ	https://goo.gl/maps/91EKWntikY6a7TA
1_Paraná	51 CANOAS II	51	52	1	-22.94	-50.25	BR	CANOAS II	br51_CANOAS_II	https://goo.gl/maps/UQeMs14wsP31Zr57
1_Paraná	52 CANOAS I	52	61	1	-22.94	-50.52	BR	CANOAS I	br52_CANOAS_I	https://goo.gl/maps/LGDRGHtXgFtGNRi6
1_Paraná	54 STA. BRANCA T	54	55	2	-23.37	-45.87	BR	STA BRANCA T	br54_STA_BRANCA_T	https://goo.gl/maps/Vsp56116UJHzUmI8
1_Paraná	55 TIBAGI_MONT	55	57	2	-24.53	-50.41	BR	TIBAGI MONT	br55_TIBAGI_MONT	https://goo.gl/maps/AZyvuqZaXtLqK67
1_Paraná	57 MAUA	57	58	2	-24.06	-50.71	BR	MAUA	br57_MAU	https://goo.gl/maps/dNYaUyqcxoHc6Sf8
1_Paraná	58 SAO JERONIMO	58	61	2	-22.66	-51.36	BR	SAO JERONIMO	br58_SAO_JERONIMO	
1_Paraná	61 CAPIVARA	61	62	1	-22.66	-51.36	BR	CAPIVARA	br61_CAPIVARA	https://goo.gl/maps/PEdF3mwDxEf83A9
1_Paraná	62 TAQUARUCU	62	63	1	-22.54	-52.00	BR	TAQUARUCU	br62_TAQUARUCU	https://goo.gl/maps/2mjSx4eQu4GPvpK9
1_Paraná	63 ROSANA	63	66	1	-22.60	-52.87	BR	ROSANA	br63_ROSANA	https://goo.gl/maps/zjn3i6ryuCa26XNA
1_Paraná	65 S_GDE_CHOPIM	75	82	2	-25.99	-52.75	BR	S GDE CHOPIM	br65_S_GDE_CHOPIM	https://goo.gl/maps/wY1smj08mmLmG2JV9
1_Paraná	71 STA CLARA PR	71	72	2	-25.67	-51.97	BR	STA CLARA PR	br71_STA_CLARA_PR	https://goo.gl/maps/YrTGFgr8mECWzbt7
1_Paraná	72 FUNDAO	72	73	2	-25.72	-52.04	BR	FUNDAO	br72_FUNDAO	https://goo.gl/maps/BGMN3aXoo03zXzAt8
1_Paraná	73 JORDAO	73	77	2	-25.76	-52.09	BR	JORDAO	br73_JORDAO	https://goo.gl/maps/e4ENk850qPvVkhQA
1_Paraná	74 G.B.MUNHOZ	74	76	2	-26.01	-51.67	BR	G.B. MUNHOZ	br74_G_B.MUNHOZ	https://goo.gl/maps/DQ9Lnp5DZMes9UGA
1_Paraná	76 SEGREDO	76	77	2	-25.79	-52.11	BR	SEGREDO	br76_SEGREDO	https://goo.gl/maps/Vwn18s0jBQc0deU87
1_Paraná	77 SLT.SANTIAGO	77	78	2	-25.63	-52.62	BR	SLT.SANTIAGO	br77_SLT_SANTIAGO	https://goo.gl/maps/SwmnWVaphws5dPw8
1_Paraná	78 SALTO OSORIO	78	82	2	-25.54	-53.01	BR	SALTO OSORIO	br78_SALTO_OSORIO	https://goo.gl/maps/NjrnLXw6Pw6p6D5V5
1_Paraná	80 SAO JOAO	80	81	2	-22.41	-55.44	BR	SAO JOAO	br80_SAO_JOAO	https://goo.gl/maps/b5x8Suf6v3TRPTa6
1_Paraná	81 BAIXO IGUACU	83	0	2	-25.51	-53.67	BR	BAIXO IGUACU	br81_BAIXO_IGUACU	https://goo.gl/maps/1u59vFtSqvKzQG7
1_Paraná	83 CACHOEIRINHA	83	75	2	-25.80	-52.90	BR	CACHOEIRINHA	br83_CACHOEIRINHA	https://goo.gl/maps/LH2LahHqg3n8UJG6
2_Uruguaí	85 PAI QUERE	85	86	2	-28.33	-50.67	BR	PAI QUERE	br85_PAI_QUERE	https://goo.gl/maps/AyAtYyzZi7NfG6CA
2_Uruguaí	88 SAO ROQUE	88	89	2	-27.50	-50.01	BR	SAO ROQUE	br88_SAO_ROQUE	https://goo.gl/maps/E7b1Ecr3sLeXQh6
2_Uruguaí	89 GARIBALDI	89	90	2	-27.64	-51.00	BR	GARIBALDI	br89_GARIBALDI	https://goo.gl/maps/2ryFvtPqUEYXt56
2_Uruguaí	92 ITA	92	103	2	-27.28	-52.38	BR	ITA	br92_ITA	https://goo.gl/maps/4ie3u8DgqcybR57
2_Uruguaí	93 PASSO FUNDO	93	94	2	-27.48	-52.72	BR	PASSO FUNDO	br93_PASSO_FUNDO	https://goo.gl/maps/BL74gYwrfp8B8R87
2_Uruguaí	94 FOZ CHAPECO	103	0	2	-27.14	-53.04	BR	FOZ CHAPECO	br94_FOZ_CHAPECO	https://goo.gl/maps/mRo0jQhMvBPwKk87
2_Uruguaí	99 ESPORA	290	282	1	-18.68	-51.86	BR	ESPORA	br99_ESPORA	https://goo.gl/maps/7RQh2A78ZL2tW4wL8
2_Uruguaí	102 SAO JOSE	101	102	2	-28.18	-54.82	BR	SAO JOSE	br102_SAO_JOSE	https://goo.gl/maps/3GB24HkNfjvi9dHA
2_Uruguaí	103 PASSO_SAO_JO	102	0	2	-28.13	-55.05	BR	PASSO S JOAO	br103_PASSO_SAO_JO	https://goo.gl/maps/28vczVwyqPz1Pjv9
1_Paraná	104 TRAIACO	108	107	1	-18.05	-47.68	BR	TRAIACO	br104_TRAIACO	https://goo.gl/maps/pUrBLKzGGcmhU56
1_Paraná	109 PEDREIRA	109	108	1	-23.70	-46.67	BR	PEDREIRA	br109_PEDREIRA	https://goo.gl/maps/v2x2Ee0ixNTBXi77
1_Paraná	117 GUARAPIRANGA	117	109	1			BR	GUARAPIRANGA	br117_GUARAPIRANGA	
1_Paraná	118 BILLINGS	118	109	1			BR	BILLINGS	br118_BILLINGS	
1_Paraná	154 SAO DOMINGOS	153	46	1	-20.06	-53.18	BR	SAO DOMINGOS	br154_SAO_DOMINGOS	https://goo.gl/maps/v6FSPZdJBArJLJcYA
1_Paraná	160 ALTO TIETE	105	107	1	-19.13	-47.70	BR	PONTE NOVA	br160_ALTO_TIETE	https://goo.gl/maps/a1x9J2BpEYQRuBne8
1_Paraná	161 E. SOUZA	107	37	1	-23.45	-46.91	BR	EDGARD SOUZA	br161_E_SOUZA	https://goo.gl/maps/Uq45wgqxaCT218
1_Paraná	205 CORUMBA IV	29	203	1	-16.32	-48.19	BR	CORUMBA IV	br205_CORUMBA_IV	https://goo.gl/maps/UXTekmBroT7764xs6
1_Paraná	206 MIRANDA	26	27	1	-18.91	-48.04	BR	MIRANDA	br206_MIRANDA	https://goo.gl/maps/U8exgBrNaWpQjP8
1_Paraná	207 CAPIM_BRANC1	27	28	1	-18.78	-48.16	BR	CAPIM BRANC1	br207_CAPIM_BRANC1	https://goo.gl/maps/NkjkshdVbn3v1GGDA
1_Paraná	209 CORUMBA I	30	31	1	-17.99	-48.53	BR	CORUMBA I	br209_CORUMBA_I	https://goo.gl/maps/1NOxikS4zBJXLQ58
1_Paraná	211 FUNIL-GRANDE	4	6	1	-21.14	-45.04	BR	FUNIL-GRANDE	br211_FUNIL-GRANDE	https://goo.gl/maps/Q1cs8h9JWwNtCUG9
2_Uruguaí	215 BARRA GRANDE	86	91	2	-27.78	-51.19	BR	BARRA GRANDE	br215_BARRA_GRANDE	https://goo.gl/maps/1b5DgHF1NwH14uXQA
2_Uruguaí	216 CAMPOS NOVOS	90	91	2	-27.60	-51.33	BR	CAMPOS NOVOS	br216_CAMPOS_NOVOS	https://goo.gl/maps/M9fXySHEY1z2RvL57
2_Uruguaí	217 MACHADINHO	91	92	2	-27.53	-51.79	BR	MACHADINHO	br217_MACHADINHO	https://goo.gl/maps/o3WpjmLkRNUryz7
2_Uruguaí	220 MONJOLINHO	94	103	2	-22.02	-47.93	BR	MONJOLINHO	br220_MONJOLINHO	https://goo.gl/maps/BtqwhmDMLVKZBsR9
2_Uruguaí	222 SALTO CAXIAS	82	83	2	-25.54	-53.50	BR	SALTO CAXIAS	br222_SALTO_CAXIAS	https://goo.gl/maps/o3WpjmLkRNUryz7
1_Paraná	237 BARRA BONITA	37	38	1	-22.52	-48.53	BR	BARRA BONITA	br237_BARRA_BONITA	https://goo.gl/maps/omgnSahyQjg35c16
1_Paraná	238 A.S.LIMA	38	39	1	-22.15	-48.75	BR	A.S. LIMA	br238_A.S.LIMA	https://goo.gl/maps/BZDREGuC23G63Yx7
1_Paraná	239 IBITINGA	39	40	1	-21.76	-48.99	BR	IBITINGA	br239_IBITINGA	https://goo.gl/maps/6VCG75KycuWqHvHA
1_Paraná	240 PROMISSAO	40	42	1	-21.31	-49.79	BR	PROMISSAO	br240_PROMISSAO	https://goo.gl/maps/T3lveWVlnNqS2U67
1_Paraná	241 SALTO DO RIO	241	34	1	-19.14	-50.75	BR	SLT VERDINHO	br241_SALTO_DO RIO	https://goo.gl/maps/Ctrv6VawEH7FV5M7
1_Paraná	242 NAVANHANDAVA	42	43	1	-21.12	-50.20	BR	NAVANHANDAVA	br242_NAVANHANDAVA	https://goo.gl/maps/Y6GJlv988U68z7N6
1_Paraná	243 T.IRMAOS	43	44	1	-20.67	-51.30	BR	TRES IRMAOS	br243_T.IRMAOS	https://goo.gl/maps/5mcrw19b6g1j9q9A
1_Paraná	244 I.SOLT_EQV.	44	45	1			BR	I. SOLT. EQV.	br244_I.SOLT_EQV.	
1_Paraná	245 JUIPIA	45	46	1	-20.78	-51.63	BR	JUIPIA	br245_JUIPIA	https://goo.gl/maps/mYneh0zYL2k49SQA
1_Paraná	246 P. PRIMAVERA	46	66	1	-22.44	-52.95	BR	P. PRIMAVERA	br246_P.PRIMAVERA	https://goo.gl/maps/7QTynn70yELpuu59
1_Paraná	247 CACU	311	312	1	-18.53	-51.15	BR	CACU	br247_CACU	https://goo.gl/maps/MjMcSKBxAGZhgRk9
1_Paraná	248 BARRA DOS_CO	312	313	1	-18.72	-51.00	BR	B. COQUEIROS	br248_BARRA_DOS_CO	https://goo.gl/maps/SQB5CPjaTh3CFk9A
1_Paraná	249 OURINHOS	249	50	1	-23.07					

### **10.4.2. Series de caudales a las hidroeléctricas.**

Para el caso base se entrenó el CEGH con un conjunto de series de caudales incrementales a las sub-cuencas de cada hidroeléctrica representada consistente en un total de 151 (ciento cincuenta y una) series para Brasil (incluyendo la serie de caudales afluentes a Itaipú que es compartida con Paraguay), 3 (tres) series para Uruguay (incluyendo la serie de caudales afluentes a Salto Grande que es compartida con Argentina), 6 (seis) series para Argentina (excluyendo la serie correspondiente a Salto Grande ya considerada en Uruguay) y 2 (dos) series para Paraguay (excluyendo las series correspondientes de Yacyretá e Itaipú ya consideradas en Argentina y Brasil respectivamente). Estas series son de caudales medios semanales.

Además de las series de caudales, para el entrenamiento del CEGH se utilizó la serie de anomalía de la temperatura del océano Pacífico en la zona conocida como iN34 por ser esta señal identificada como el mayor forzante en la región en cuanto a sesgar los regímenes de lluvias según se configuren fenómenos El Niño (temperaturas elevadas en la zona N3.4) o La Niña (temperaturas bajas en la zona N3.4).

El total de series consideradas en el modelo estocástico es entonces 163.

Para la evaluación del impacto del cambio climático en la cuenca del Río De la Plata y Comahue, se seleccionaron de Brasil las 100 series asociadas a la cuenca del Plata, las 3 series de Uruguay, 6 de Argentina y las 2 de Paraguay. Sobre estas series, los consultores de Cambio Climático ejecutaron 9 modelos con dos escenarios de cambio climático por lo que se generaron un total de 18 juegos de series. Con estas series transformadas según los 9 modelos de cambio climático y los 2 escenarios considerados se volvieron a entrenar modelos CEGH con el propósito de identificar los cambios en las transformaciones no lineales (TNL de la Fig. 80). De esta forma se logra modificar los histogramas de amplitud de acuerdo con las salidas de los modelos de cambio climático y se mantiene las correlaciones tanto espaciales como temporales de las series originales.

### **10.4.3. Series de velocidad de viento, radiación y temperatura.**

Se construyó para el caso Base un CEGH con series obtenidas de re-análisis de la empresa Meteoblue [7] en 21 puntos seleccionados. Estas series son de paso horario y el CEGH en cuestión es de paso horario. Estas series fueron entregadas a los consultores de cambio climático para su tratamiento usando los modelos de cambio climático en los dos escenarios a analizar. Dada la característica de los modelos de cambio climático, el tratamiento de estas series se realizó con escala diaria no siendo posible manejar en dichos modelos por ahora escalas horarias.

Con la metodología adoptada de utilizar el modelo lineal identificado del CEGH para el caso Base y cambiar las transformaciones no-lineales en base a las salidas de los modelos de cambio climático, para el tratamiento a escala diaria se considera suficiente. En este caso, se mantuvo el CEGH del caso Base y se modificaron las transformaciones no lineales que mapean el espacio gaussiano en el espacio real de forma de reproducir la variación en los histogramas informada por los modelos de cambio climático entre la simulación de 30 años futuros (2036-2066) para los dos escenarios de cambio climático versus la simulación del mismo período sin cambio climático.

Esta transformación se realiza por casilleros de probabilidad de ancho 10 % y para cada día del año considerando las muestras de los veinte días anteriores y posteriores. Se tiene entonces para cada día del ciclo anual, un total de  $30 \times (20 + 1 + 20) = 1230$  muestras para cada

simulación y por tanto 123 muestras para cada bin (casillero de probabilidad de ancho 10 %). Para aplicar la transformación bin a bin se optó por el criterio de aplicar un factor para los índices de claridad y para la velocidad de viento y un sumando para la temperatura.

Para el cálculo del factor o del sumando se utiliza el promedio de las 123 muestras de ambas simulaciones. De esta forma se logra que se reproduzca la variación sobre los histogramas correspondientes a las series modificadas con los efectos del cambio climático, pero se mantiene la distribución (escalada) dentro de las horas del día. Este aspecto es importante pues existe una fuerte correlación entre la velocidad del viento y la radiación solar, proceso que impone características en los ciclos diarios. Estos ciclos diarios, presentan diferencias en el comportamiento, principalmente de la eólica entre las zonas de costa oceánica (en las que se agrega el fenómeno conocido como virazón por la inversión térmica entre el mar y la tierra) y las zonas continentales donde solo está el efecto del gradiente térmico ocasionado por el aumento de temperatura sobre la superficie. Al mantener el núcleo lineal del CEGH identificado a partir de las series horarias detalladas se logra mantener la representación de los ciclos diarios y las correlaciones entre las señales a esa escala y al aplicar la misma modificación sobre los histogramas de amplitud que informan los modelos de cambio climático se logra captar dichas variaciones en las escalas informadas.

#### 10.4.4. Temperatura, radiación solar y velocidad de viento.

Se seleccionaron inicialmente los 21 puntos de la Tabla 24 y se bajaron de la empresa Meteoblue las series de re-análisis con las variables meteorológicas en dichos puntos.

Posteriormente se agregaron 6 puntos adicionales cuyo detalle se muestra en la Tabla 25 para mejorar la construcción de las series temporales de la Demanda de Brasil. La Fig. 81 muestra la ubicación del total de los puntos utilizados. Tanto las series de caudales como las series horarias de re-análisis de las variables temperatura, radiación solar y velocidad de viento fueron suministradas a los consultores de cambio climático de los que se recibirá el conjunto de series transformadas de acuerdo con los escenarios de cambio climático a 2050 a considerar.

*Tabla 24. Puntos originalmente seleccionados para las series de temperatura, radiación solar y velocidad de viento*

	location	lat[°]	lon[°]	asl[m]
1	40.75°S 67.5°W	-40.76	-67.47	659
2	Montevideo	-34.90	-56.24	18
3	25.75°S 52.45°W	-25.76	-52.46	580
4	24.73°S 56.18°W	-24.70	-56.22	275
5	25.25°S 59.5°W	-25.26	-59.53	87
6	28°S 62.25°W	-27.99	-62.30	98
7	32.25°S 60°W	-32.26	-59.95	67
8	San Antonio 2	-26.50	-55.22	251
9	23.25°S 59.5°W	-23.26	-59.48	109
10	31.75°S 54.25°W	-31.79	-54.26	170
11	33°S 56.25°W	-33.00	-56.23	93
12	30.75°S 63.75°W	-30.74	-63.70	246
13	29.25°S 52.25°W	-29.26	-52.25	416
14	30.75°S 58°W	-30.79	-57.95	39
15	34.25°S 62.25°W	-34.29	-62.26	94
16	32.75°S 65.75°W	-32.74	-65.80	1284
17	37°S 68°W	-37.02	-67.95	627
18	37.75°S 59.75°W	-37.76	-59.76	182
19	45.5°S 69°W	-45.48	-69.04	270
20	47.25°S 70°W	-47.23	-69.93	769
21	39°S 63°W	-38.97	-62.99	59

**Tabla 25.** Puntos complementarios seleccionados para las series de temperatura, radiación solar y velocidad de viento.

	location	lat[°]	lon[°]
1	Fortaleza	-4,70	-40,81
2	Matogrosso	-11,31	-53,74
3	Porto Alegre	-29,92	-51,49
4	Río	-22,64	-43,68
5	Salvador	-13,67	-41,13
6	San Pablo	-23,14	-46,52



**Fig. 81.** Ubicación de los 21 puntos inicialmente (azules) y los 6 adicionales (rojos) seleccionados para las series de temperatura, radiación solar y velocidad de viento.

### 10.5. Caudales afluentes naturales y cálculo de caudales incrementales a las cuencas.

Se entiende por caudal afluente natural a aquél caudal que sería registrado sin los efectos antropogénicos. Para la simulación de la generación de hidroelectricidad, es necesario transformar las series de caudales naturales a series de caudales incrementales en cada subcuenca entre centrales hidroeléctricas para poder representar adecuadamente los efectos sobre las energías afluentes a cada central causados por la operación realizada en las centrales aguas arriba. Para

ello, se calculan las series de aportes incrementales (o propios) de cada central, restando de su serie de caudales naturales, las series de caudales naturales de las centrales inmediatamente aguas arriba de dicha central.

## 10.6. Modelado de la dependencia de la demanda eléctrica con la temperatura ambiente.

Para tener en cuenta la dependencia de la Demanda de cada subsistema con la temperatura, se utilizó la información histórica de la demanda horaria del subsistema y la temperatura media diaria del mismo horizonte temporal.

Para cada par de series (Demanda horaria y temperatura media diaria) se ajustó un modelo de red neuronal que considera como entrada la temperatura media diaria y el tipo de día (hábil, semi-feriado o feriado) además de una entrada que representa el instante temporal (para permitir captar posibles tendencias) y entradas se series de senos y cosenos que representan los tres primeros armónicos del ciclo anual (considerado de duración de  $365.2425 \times 24$  horas) y de los ciclos semanales y diarios. Se probaron diferentes estructuras de red y se terminó seleccionando la mostrada en la Fig. 82. La red está formada entonces por una capa de entrada (círculos grises en la figura) que normaliza los valores a rangos cercanos a la unidad. Los valores de entrada son la temperatura media diaria, el tipo de día, el instante temporal y las series de senos y cosenos del instante temporal que permiten captar los tres primeros armónicos del ciclo anual, semanal y diario totalizando así 21 entradas. La capa de entrada seguida por una capa interna de 12 neuronas con saturación del tipo Tangente Hiperbólica conectadas a todas las entradas (fully-connected). La capa de salida cuenta con una neurona con saturación del tipo PonderSofMax.

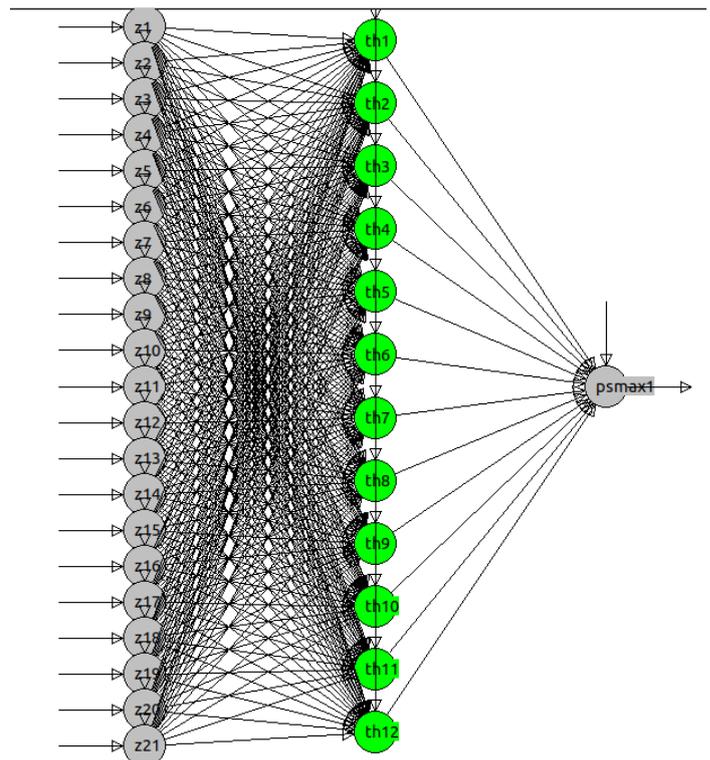


Fig. 82. Red neuronal seleccionada para el modelo de dependencia de las series horarias de Demanda con la Temperatura media del día y tipo de día.

El efecto de la temperatura sobre la demanda es diferente según la zona y según los usos. A modo de ejemplo la Fig. 83 muestra la potencia media semanal para el año 2021 de la serie de datos y del modelo en base a la temperatura y el tipo de día y suponiendo que la temperatura fuera 3 grados menos y 3 grados más que la serie usada para la calibración del modelo para el caso de Uruguay. Como se puede observar, a nivel de la potencia media semanal hay una variación apreciable con el movimiento de 3 °C de la temperatura. También se aprecia, que en el caso de Uruguay, la serie Roja (+3 °C) mayor a la Azul (-3 °C) en el verano (extremos izquierdo y derecho en la figura), pero en el invierno (centro de la figura) es la curva Azul la que mayor. Es de esperar entonces que para el caso de Uruguay, un aumento de la temperatura tenga un efecto de aumentar la demanda del verano y de reducir la demanda del invierno.

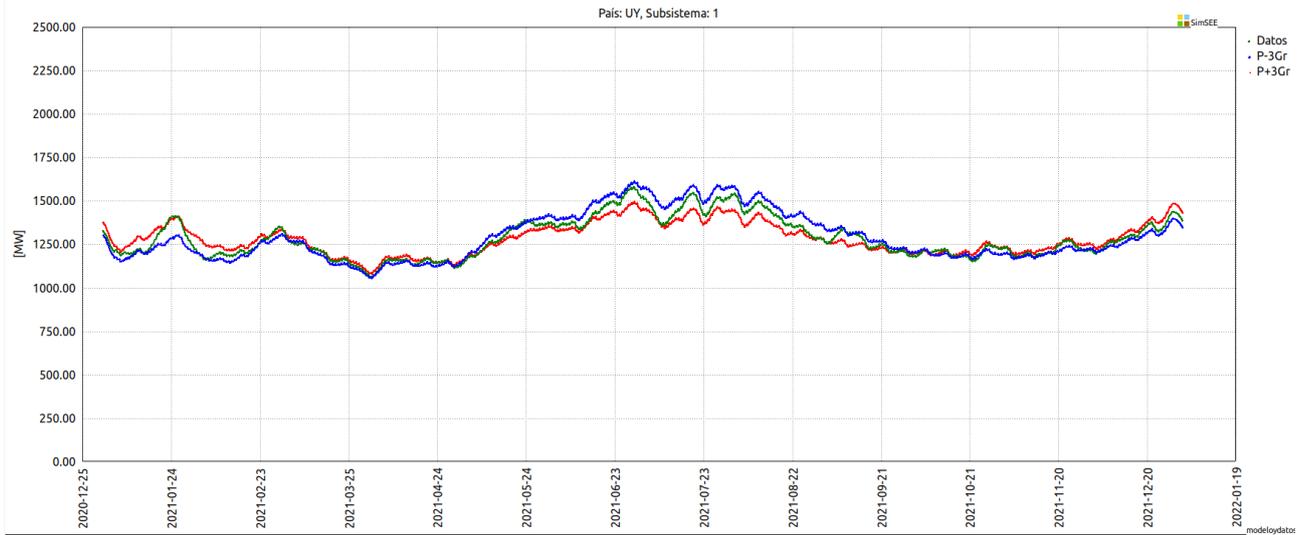


Fig. 83. Potencia media semanal año 2021 de Uruguay registrada y salida de modelo NNTD con serie de temperatura modificada en + y -3 °C.

La Fig. 84 muestra la potencia media semanal registrada durante 2021 para el subsistema Norte de Brasil (curva verde) y la potencia media semanal de la salida del modelo con la temperatura afectada en +3 °C (curva roja) y -3 °C (curva azul). Como se puede apreciar, para este subsistema la curva roja mayor a la azul en todo el año.

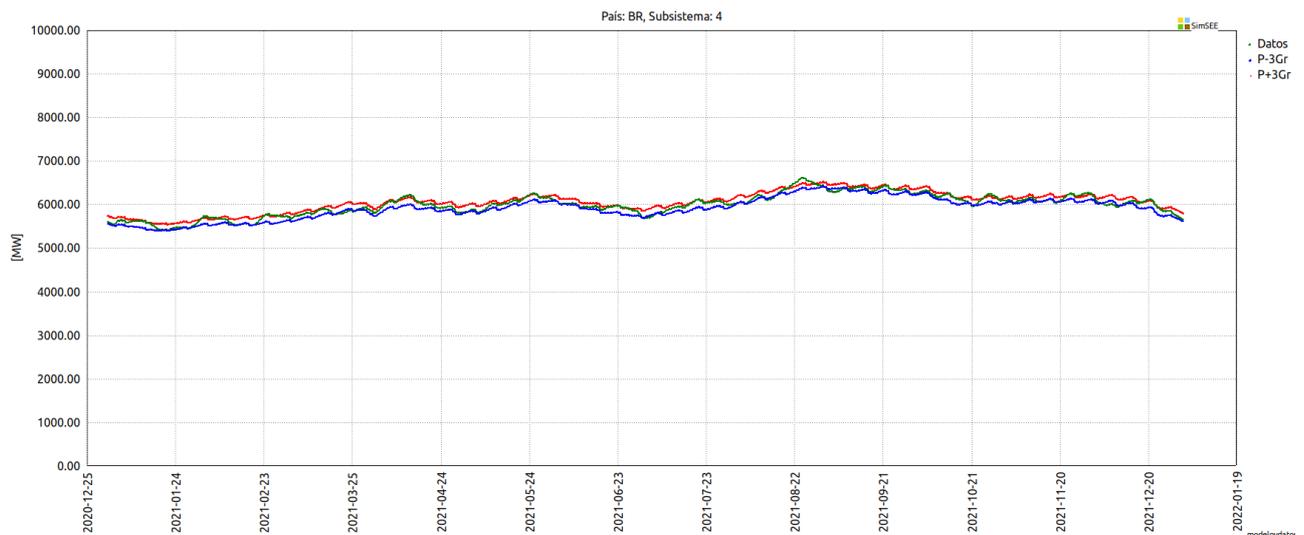


Fig. 84. Potencia media semanal año 2021 del subsistema Norte de Brasil registrada y salida de modelo NNTD con serie de temperatura modificada en + y - 3°C.

La Fig. 85 muestra la misma información para el año 2018 de Paraguay. Como se puede apreciar, la Demanda de Paraguay presenta sensibilidad directa con la temperatura fuera del invierno y es poco sensible durante el invierno.

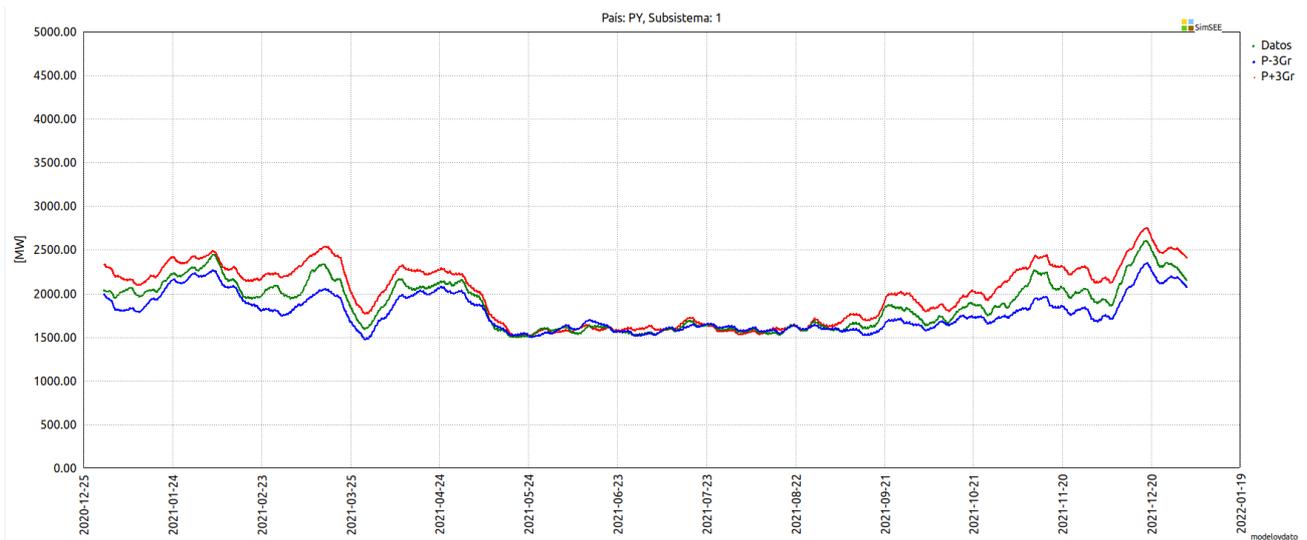


Fig. 85. Potencia media semanal año 2018 de Paraguay, registrada y salida de modelo NNTD con serie de temperatura modificada en + y -3 °C

Los ejemplos anteriores, muestran que el efecto del aumento de temperatura varía según el sistema. Es de esperar que en las regiones con temperaturas medias en el rango entre 17 y 18 °C, el aumento el consumo sea más sensible al cambio en la temperatura y además que el impacto sea diferente en verano que en invierno.

Es de esperar también que en la región sur de Argentina, el impacto de un aumento en la temperatura se traduzca en una reducción del consumo.

Las Figs. 85 y 86 muestran la potencia media semanal, la Fig. 86 Muestra la potencia horaria de la Demanda de Uruguay 2021 de 8 días del invierno con la misma información utilizada para hacer la Fig. 85. La diferencia es que no se realizó el promedio semanal.

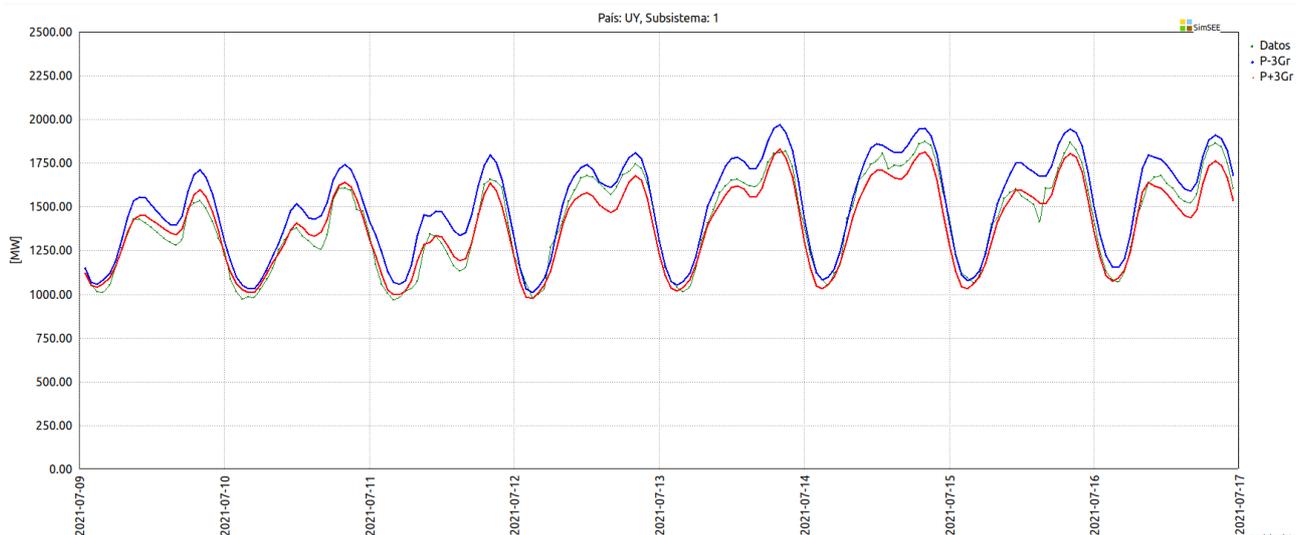


Fig. 86. Potencia media horaria de la demanda de Uruguay 2021. Datos registrados y salida del modelo ajustado con variación de la temperatura de +/-3 °C.

Observar que un aumento de 1 °C en la temperatura media diaria en invierno implica (calculada sobre la demanda del año 2021) una reducción en el pico de la potencia de invierno del orden de los 20 MW.

Igual procedimiento se utilizó para obtener el modelo de la Demanda de Argentina dividida en 20 regiones identificadas según se detalla en 9.2.1.

### 10.7. Modelado del efecto de la temperatura ambiente sobre la capacidad de generación de las centrales térmicas.

Las turbinas aeroderivadas (y los ciclos combinados que las utilizan) reducen su capacidad de entregar energía al aumentar la temperatura ambiente. Para turbinas de gas, de 265 MW, una estimación es que el efecto de la temperatura ambiente es una reducción en la eficiencia de 1 % y una reducción en la capacidad de generación (potencia) de 5 % cada, 10 °C de aumento en la temperatura ambiente [18].

La Fig. 87 resume las consecuencias de los cambios en la temperatura ambiente en la eficiencia y en la potencia entregable por una turbina de gas de 265 MW. En las simulaciones realizadas, se asumió que todas las máquinas térmicas presentan este comportamiento.

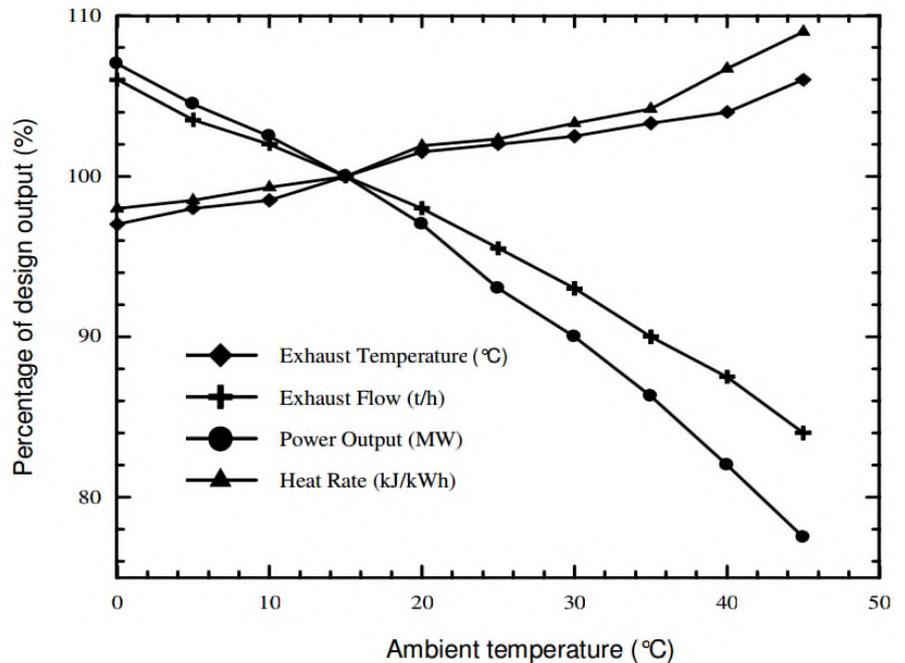


Fig. 87. Variaciones en una turbina de gas de 265 MW por variación de la temperatura ambiente [19].

### 10.8. Modelado del efecto de la temperatura ambiente sobre la capacidad de generación de las plantas fotovoltaicas

Un panel fotovoltaico, dependiendo de la tecnología, genera entre un 0,26 % y un 0,42 % menos de energía por cada grado en que se aumenta su temperatura lo que se representa en la Fig. 88 [20]

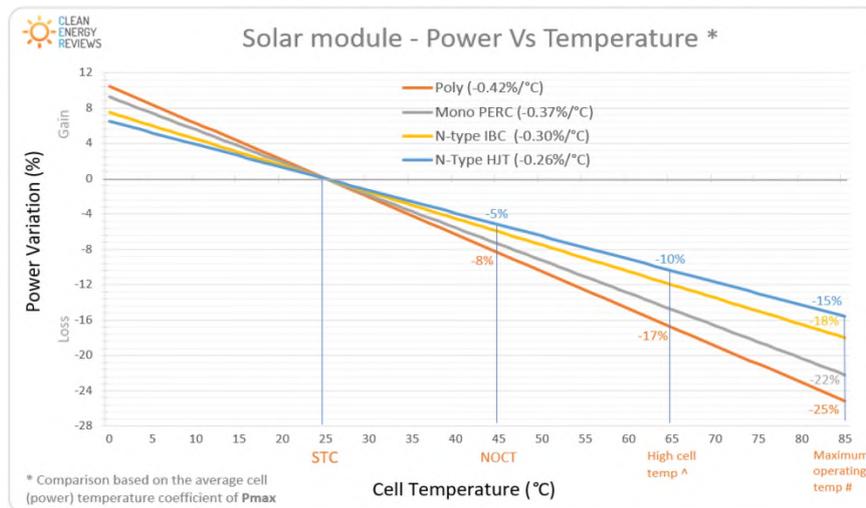


Fig. 88. Afectación de la generación de un panel fotovoltaico de acuerdo a su temperatura.

Adicionalmente, si se observa la Fig. 89, se puede concluir que para toda velocidad de viento  $v$  y al variar la irradiación  $I_s$ , se cumple aproximadamente la ecuación:

$$t_c - t_a = b(v) + a(v) * I_s$$

Por lo que, por cada grado que sube la temperatura ambiente, también sube un grado la temperatura  $t_c$  del panel. Por lo tanto y utilizando el resultado mostrado en la Fig. 88, se concluye que dependiendo de la tecnología, un panel genera entre un 0,26 % y 0,42 % menos de energía por cada grado en que se aumenta la temperatura ambiente.

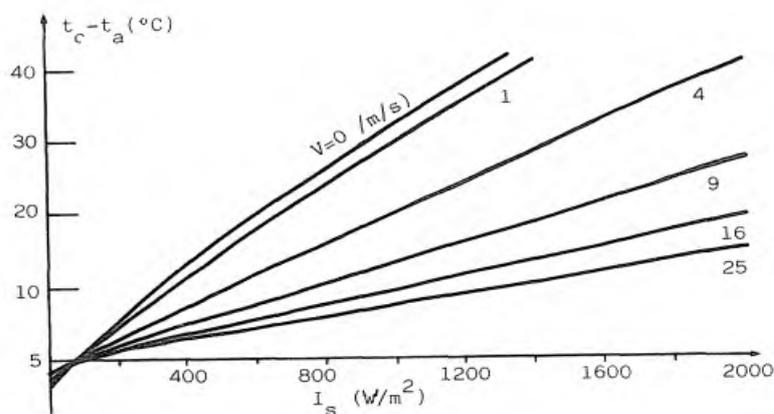


Fig. 89. Diferencia ( $t_c - t_a$ ) entre la temperatura del panel  $t_c$  y la temperatura ambiente  $t_a$  en función de la irradiación incidente  $I_s$ , paramétrica con la velocidad del viento [21].

En el presente trabajo se modelará una reducción/aumento de 0,4 % de generación por cada grado de aumento/reducción en la temperatura ambiente.

## 10.9. Modelado del efecto de la temperatura ambiente sobre la capacidad de generación de las plantas eólicas.

El modelo físico básico de un generador eólico es que las palas capturan parte de la energía cinética de la masa del volumen de aire que las transita. Esto se expresa tradicionalmente como muestra ec.(1)

$$P(v) = \frac{1}{2} A c_p \rho v^3 \tag{ec.(1)}$$

en donde  $A$  es el área de barrido de las palas,  $v$  es la velocidad del viento,  $\rho$  es la densidad del aire y  $c_p$  es coeficiente de potencia del aerogenerador. El coeficiente  $c_p$  depende directamente del diseño de las palas, la posibilidad de cambiar el ángulo de giro o ataque de las palas al viento y de la velocidad de giro. Es el control del aerogenerador quién se ocupará de ir ajustando las dos últimas magnitudes de forma de maximizar la potencia generada en cada momento.

Por lo tanto si cambia la densidad del aire se verá afectada la potencia obtenida del aerogenerador.

La Fig. 90 muestra información publicada por un fabricante de molinos. La misma permite apreciar cómo cambia la potencia generada al cambiar la velocidad de viento para diferentes densidades del aire incidente.

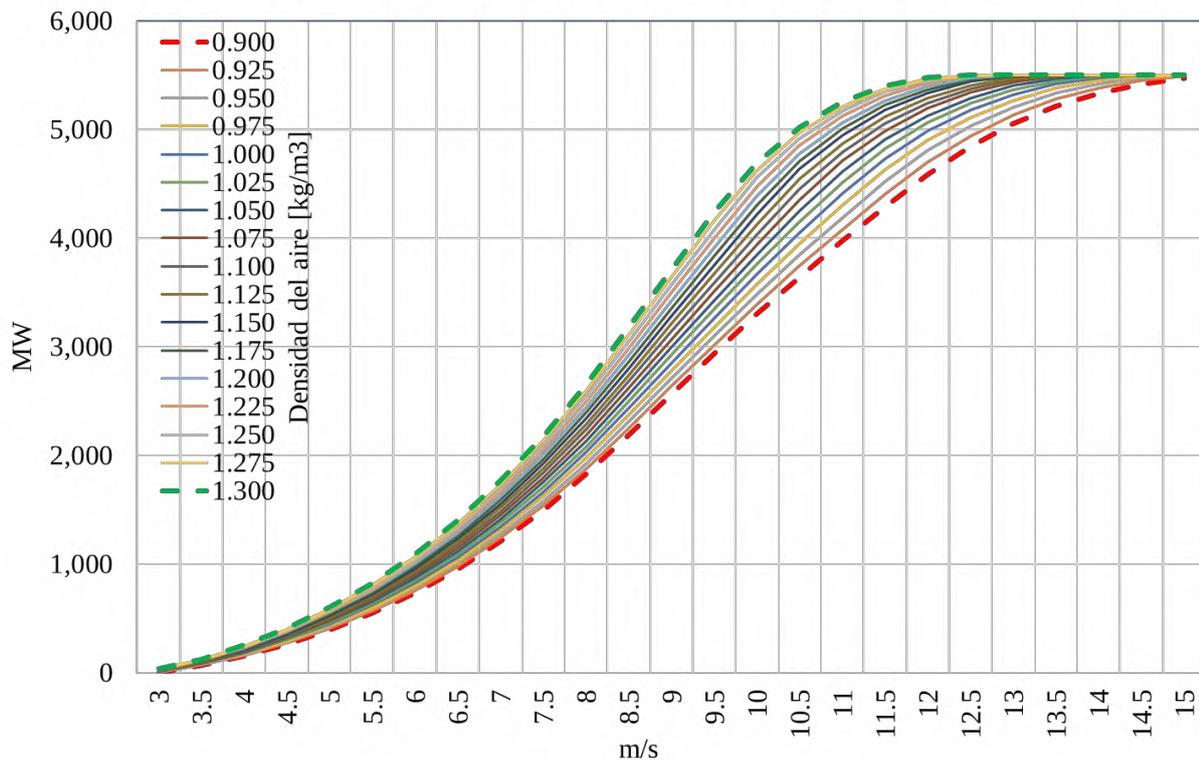


Fig. 90. Curvas de un fabricante molinos de 5,5 MW de las potencias generadas en función de la velocidad del viento y de la densidad de aire incidente a nivel del mar (1013,25 hPa). Una de las curvas se corresponde con las condiciones normales de ensayo densidad del aire (1,225 kg/m³) aire seco a 15°C.

Se puede mostrar que en un amplio rango de velocidades, que va desde 5 a 10 m/s, las curvas cumplen con lo establecido en la ec.(1), tanto si se las recorre en vertical (y la potencia es proporcional a la densidad), como en horizontal en dónde para una misma potencia se cumple lo que se establece en la ec.(2). Operando sobre la ec.(2) se obtiene la ec.(3) que muestra cómo calcular la velocidad equivalente, al cambiar la densidad del aire incidente, tomando una determinada curva  $P_0(v_0)$ , correspondiente a una determinada densidad  $\rho_0$ , que se tomará como de referencia,

$$P_1(v_1) = \frac{1}{2} A c_p \rho_1 v_1^3 = \frac{1}{2} A c_p \rho_0 \frac{\rho_1}{\rho_0} v_1^3 = \frac{1}{2} A c_p \rho_0 \left( \left( \frac{\rho_1}{\rho_0} \right)^{\frac{1}{3}} v_1 \right)^3 = P_0 \left( \left( \frac{\rho_1}{\rho_0} \right)^{\frac{1}{3}} v_1 \right) \quad \text{ec.(2)}$$

$$v_0 = \left( \frac{\rho_1}{\rho_0} \right)^{1/3} v_1 \quad \text{ec.(3)}$$

En la Fig. 91 se muestra, como forma de verificación práctica de la metodología utilizada, las curvas originales en punteado y las curvas calculadas por la metodología, para diferentes densidades de aire, se utilizó la curva de 1,225 kg/m<sup>3</sup> como referencia. Se observa que para las curvas de 1,3 kg/m<sup>3</sup> y 1,15 kg/m<sup>3</sup> el ajuste es correcto. Luego, para las curvas de 1 kg/m<sup>3</sup> y 0,9 kg/m<sup>3</sup>, el ajuste es correcto hasta aproximadamente 9 m/s, lo cual nos muestra entre otras cosas que el control del aerogenerador no logra mantener el  $c_p$  optimizado a tan bajas densidades. Se observa también que esta forma de ajuste considera en forma correcta la saturación que ocurre al aproximarnos a la generación máxima.

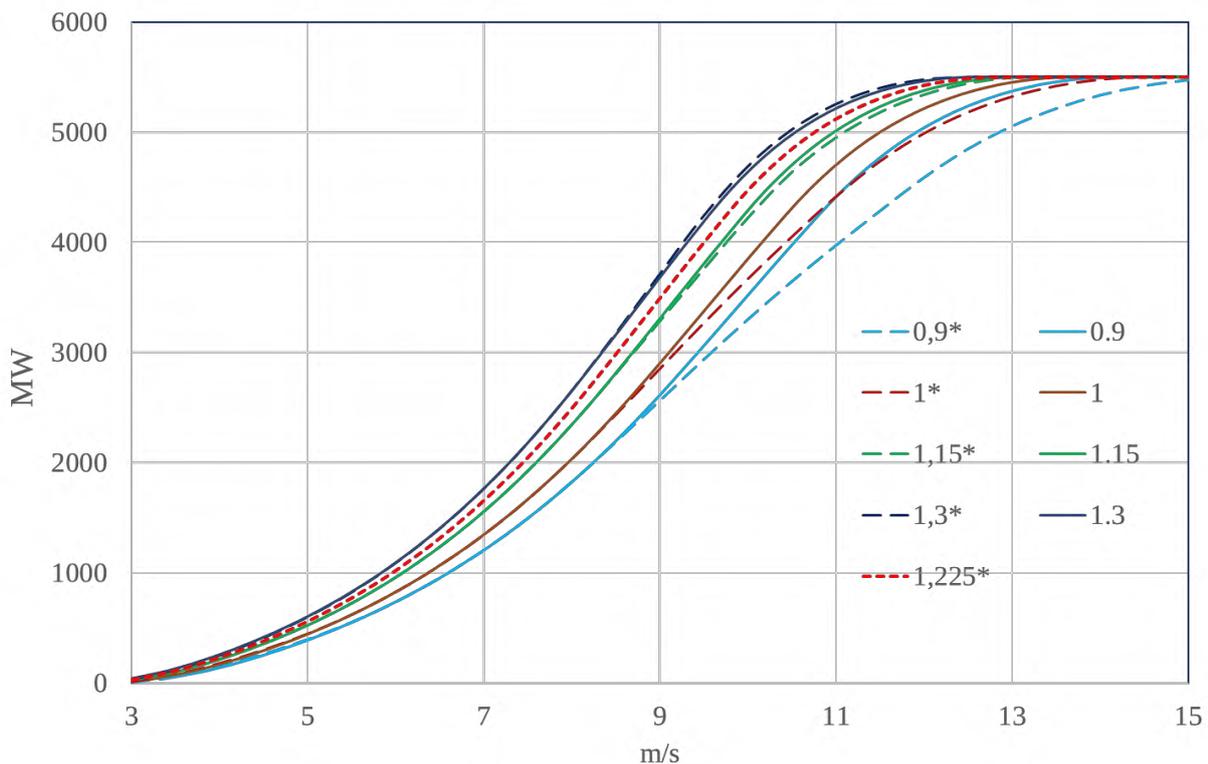


Fig. 91. Curvas originales en punteado y curvas calculadas por la metodología para diferentes densidades de aire. Se utilizó como referencia la curva de 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Dada la ecuación general de los gases ideales  $PV = nRT$ , con  $P$  la presión,  $V$  el volumen,  $n$  la masa de material expresada en moles,  $T$  la temperatura absoluta y  $R$  la constante universal de los gases o de Boltzmann, se deduce que a presión  $P$  constante, la densidad de masa  $\rho$  inversamente proporcional a la temperatura absoluta  $T$ .

De acuerdo a lo informado por los expertos en Cambio Climático, por efecto del mismo, no se producirían cambios atmosféricos en lo que respecta a las presiones, por lo que en este trabajo se considera que la densidad es inversamente proporcional a la temperatura absoluta.

El aire seco es básicamente un gas ideal por estar compuesto por gases ideales. Al tener humedad y tener vapor de agua, deja de serlo. A los efectos de analizar dicha variable se pueden recurrir a la metodología CIPM-2007 [22] que calcula la densidad del aire dependiendo de la presión y la humedad relativa  $h$  en %. La fórmula CIMP-2007 es aplicable, garantizando una precisión de algunas decenas de partes por millón para la determinación de la densidad, en el rango entre 15 y 27 °C. Si bien el rango de trabajo de un aerogenerador es algo mayor, la fórmula es útil para valorar el efecto real de humedad en la densidad del aire. De observar la formulación del cálculo de la densidad que se muestra en la ec.(4), se podría decir que la expresión es muy parecida a la ecuación de los gases ideales. Se observa en primera instancia que un aumento de la humedad relativa, baja la densidad, cuestión que no parece intuitiva. Esto ocurre porque el vapor de agua desplaza aire seco, cuya proporción mayoritaria es nitrógeno, que es más liviano que el vapor de agua.

$$\rho = P \cdot \frac{M_a}{Z \cdot R \cdot T} [1 - h \cdot k(P, T)] \quad \text{ec.(4)}$$

Si se calcula con la herramienta [23] la densidad con la fórmula CIMP-2007 para un ejemplo concreto en una locación cuyos datos meteorológicos se muestran en la Tabla 26, se observa que:

- A temperatura media anual, la máxima densidad del aire se da para la máxima presión media mensual y la mínima temperatura registrada y resulta en 1,213 kg/m<sup>3</sup>.
- A temperatura media anual, la mínima densidad del aire se da para la mínima presión media mensual y la máxima temperatura registrada y resulta en 1,203 kg/m<sup>3</sup>.
- Por tanto, con las variaciones extremas de presión y humedad, resulta una variación de un 0,8 % de la densidad respecto al valor de referencia de 1,225 kg/m<sup>3</sup> (que es la densidad normal a 15 °C y presión normal a nivel del mar 1013,25 hPa).

Tabla 26. Datos Meteorológicos en la ciudad de Paso de los Toros de Uruguay en un determinado año.

	MÁXIMA	MÍNIMA	MEDIA ANUAL
Humedad media mensual [%]	82	65	74
Presión media mensual [hPa]	1017,5	1010,5	1014,4
temperatura registrada [°C]	41,2	-3,5	17,7

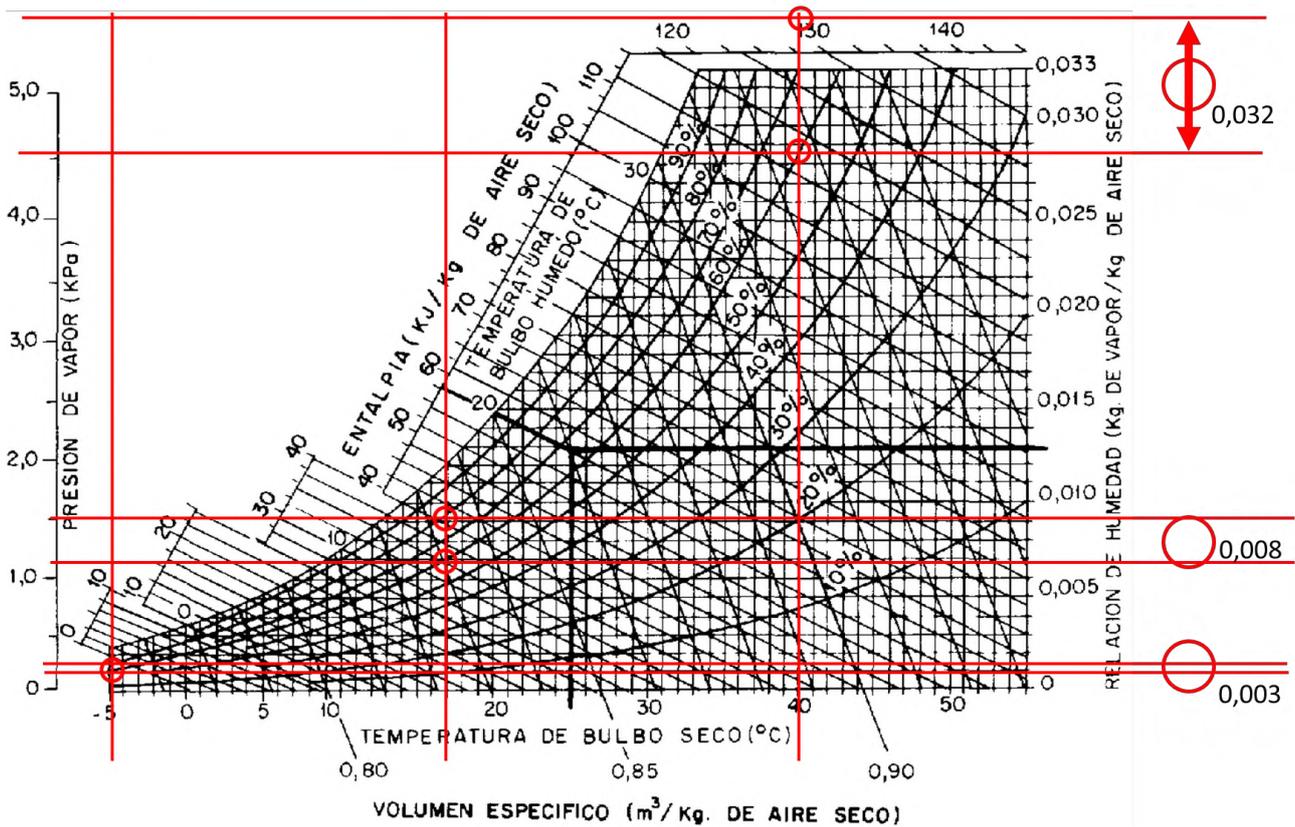


Fig. 92. Curva Sincométrica a presión normal. Esta curva permite estimar la relación de kg del vapor de agua respecto a los kg del aire seco en determinadas condiciones de temperatura y humedad relativa. Las rayas rojas marcan los tres casos de interpolación para las temperaturas -5 °C, 17,7 °C y 40 °C para las curvas de humedad relativas de 60 % y 80 %

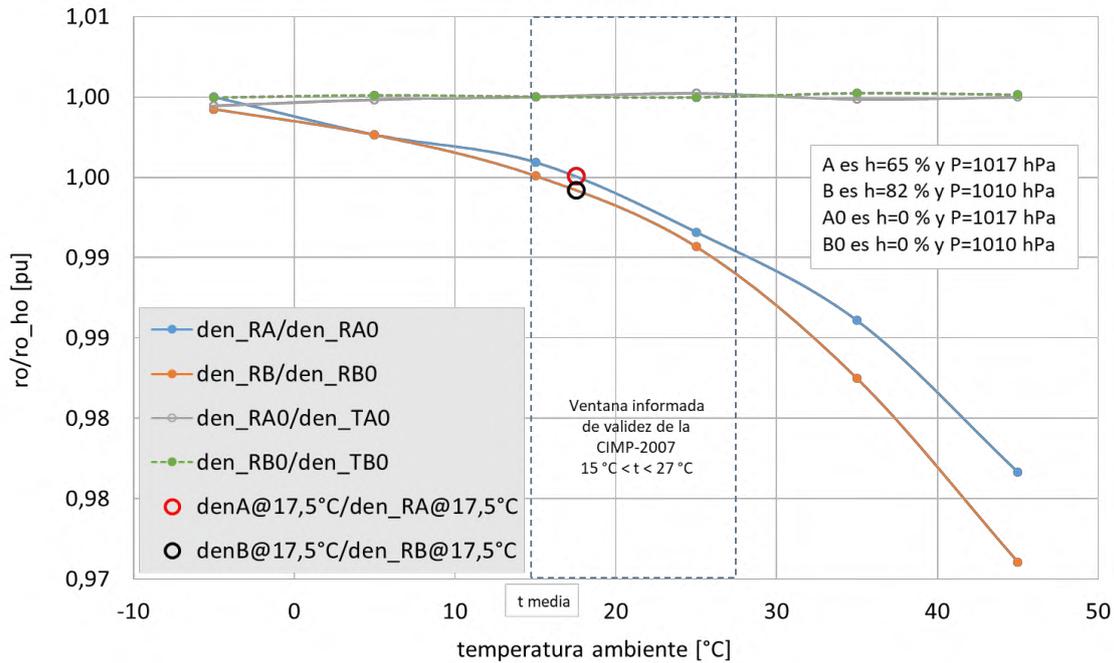
Respecto a qué pasa fuera del rango en que la CIMP-2007 es válida, se puede recurrir a las curvas de Sincometría, como la que se muestra en la Fig. 92, para presión normal.

De la figura se puede observar que para temperaturas del orden de -5 °C y para humedades relativas entre 60 % y 80 %, la relación de kg de vapor de agua en aire seco es del orden de 0,003 pu, en el entorno de la temperatura media de 17,7 °C es del orden de 0,008 pu, y que en el entorno de los 40 °C, es del orden de 0,032 pu. Luego, teniendo en cuenta la Ec. (5) que muestra el cálculo de la densidad resultante,

$$\rho = \frac{kg\ aire_s + kg\ vapor_a}{m^3} = \frac{kg\ de\ aire_s}{m^3} \left(1 + \frac{kg\ vapor_a}{kg\ aire_s}\right) = 1,225\ kg/m^3 \left(1 + \frac{kg\ vapor_a}{kg\ aire_s}\right) \quad ec.(5)$$

se puede concluir que a bajas temperaturas y temperaturas medias, el error en la determinación de la densidad del aire, como si fuese aire seco, es menor al 1 % y a temperaturas máximas del orden de 3 %. En internet existen calculadoras virtuales que permiten obtener la densidad del aire respecto a la temperatura, presión y humedad relativa que no siempre aclaran cómo hacen las cuentas. En la Fig. 93 se pueden observar algunos resultados utilizando [24]. En primer lugar, el resultado con CIMP-2007 y la herramienta coinciden en los puntos A y B. En segundo lugar, observando la Fig. 93 fuera del rango CIMP-2007, parecen respetarse los resultados derivados de las tablas Sincométricas. En tercer lugar, para aire seco, presión constante (en este caso los 1017 hPa y 1010 hPa) y dentro del rango en consideración, se cumple la ley de los gases ideales. Finalmente, en el rango estudiado, las curvas a presión constante y

para las humedades y presiones extremas analizadas, son muy próximas, presentando recién a 45 °C una diferencia del orden de 1,3 %, que para las temperaturas media de 17,7 °C se reduce a 0,9 % convergiendo a valores despreciables para bajas temperaturas.



**Fig. 93.** Curvas de las relaciones entre las densidades calculadas con en las condiciones meteorológicas de los puntos A y B de la Tabla 26 variando la temperatura ambiente, con la calculadora [24] que se identifican como R, y con la teoría de los gases ideales a presión constante (identificadas como T). Los puntos marcados con círculos se corresponden con los puntos A y B a 17,7 °C. Los resultados en los puntos A y B coinciden exactamente con el resultado obtenido con la metodología CIMP2007.

El presente trabajo no incluye los eventuales cambios en la humedad como variable a estudiar, pero los resultados precedentes nos muestran que su no consideración tiene efectos acotados en la medida de que la variabilidad relativa (en este caso particular analizado es del orden de un 20 %) se mantenga acotada.

Finalmente, para ajustar la producción de energía eólica, se utilizará la ley de los gases ideales, asumiendo que la densidad del aire es inversamente proporcional a la temperatura ambiente absoluta, por lo que a partir de la ec.(3) resulta la ec.(6)

$$P_0(v_1) = P_0 \left( \left( \frac{T_0}{T_1} \right)^{1/3} v_1 \right) \tag{ec.(6)}$$

que se aplicará en cada momento que de deba calcular la potencia generada conocida la velocidad y la temperatura ambiente. El valor utilizado como referencia para la temperatura es el de 15 °C (curva de 1,225 kg/m³), por lo que  $T_0 = (15 + 273,15) \text{ °C}$ ,  $T = (t + 273,15) \text{ °C}$ , siendo t la temperatura ambiente en °C.

### 10.10. Discriminación de los cambios en la Generación Eólica y Solar por causa del Cambio Climático

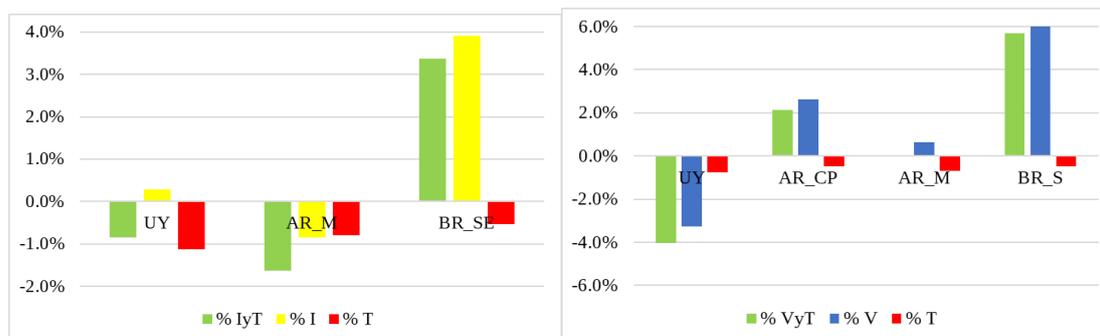
El modelado del impacto del CC en la generación Eólica y Solar contempla básicamente dos causas: la variación del recurso (velocidad de viento o radiación solar) y la temperatura.

A los efectos de caracterizar en forma cuantitativa el impacto de CC para cada causa, se evaluó el impacto conjunto (recurso y temperatura) y el impacto al considerar solo el recurso.

En la Tabla 27 se observan, para cada una de las cuatro zonas en las que se evaluó el impacto de CC para Eólica y Solar, las potencias medias anuales de los casos Base y m5e85, para cada recurso y considerando o no la temperatura. Al impacto conjunto se lo refiere como VyT o IyT (Viento, Irradiación y Temperatura) y cuando es para un recurso sin considerar la temperatura, como V o I. Finalmente en la Fig. 94 se muestran gráficamente los impactos en la generación del CC para cada recurso y para cada causa.

**Tabla 27.** Potencias medias anuales de los casos Base y m5e85, para cada recurso y considerando o no la temperatura. Al impacto conjunto se lo refiere como VyT o IyT (Viento, Irradiación y Temperatura) y cuando es para un recurso sin considerar la temperatura, como V o I. AR\_CP es el nodo ComPat y AR\_M es el nodo Mer.

GW-m		Eólica				GW-m		Solar				
		UY	AR_CP	AR_M	BR_S			UY	AR_M	BR_SE		
VyT	Base	0,577	1,432	1,130	0,608	IyT	Base	0,0855	0,754	2,783		
	m5e85	0,554	1,463	1,130	0,643		m5e85	0,0848	0,742	2,876		
	% VyT	-4,0%	2,1%	0,0%	5,7%		% SyT	-0,9%	-1,6%	3,4%		
V	Base	0,581	1,424	1,130	0,612	I	Base	0,0839	0,744	2,737		
	m5e85	0,5622	1,4612	1,1371	0,6493		m5e85	0,0841	0,7375	2,8434		
	% V	-3,3%	2,6%	0,6%	6,1%		% S	0,3%	-0,8%	3,9%		
		Eólica						Solar				
		UY	AR_CP	AR_M	BR_S			UY	AR_M	BR_SE		
		% VyT	-4,0%	2,1%	0,0%	5,7%			% IyT	-0,9%	-1,6%	3,4%
		% V	-3,3%	2,6%	0,6%	6,1%			% I	0,3%	-0,8%	3,9%
		% T	-0,7%	-0,5%	-0,7%	-0,5%			% T	-1,1%	-0,8%	-0,5%



**Fig. 94.** Impactos en la generación del CC para cada recurso y para causa. VyT o IyT (Viento, Irradiación y Temperatura) y cuando es para un recurso sin considerar la temperatura, como V o I. AR\_CP es el nodo ComPat y AR\_M es el nodo Mer

Como conclusión se puede decir que el impacto preponderante del CC está asociado a los cambios en los recursos (velocidad del viento e irradiación solar) y que la consideración de la temperatura en la generación Eólica y Solar tiene un impacto acotado que en promedio es menor 1 %.

### 10.11. Impacto del Cambio Climático en la seguridad de Presas y Embalses

Para las represas, en la simulación y en la operación, se definen parámetros operativos de funcionamiento. Una de las variables observadas y controladas es la Cota Máxima de

Operación (CM\_O). Básicamente la optimización económica de la operación, nutrida de pronósticos de aportes afluentes hidráulicos, gestiona el agua turbinada y la operación de los vertederos, cuidando de no superar la CM\_O y otras restricciones, como pueden ser caudales mínimos a garantizar. En la simulación se establecen penalidades a las restricciones a los efectos de dar la señal económica adecuada en las optimizaciones.

A los efectos de caracterizar el impacto del CC en las represas con embalse, se analizó como evoluciona la cota calculada en la simulación respecto a la CM\_O. Para evaluar el impacto se seleccionó el caso m5e85 por presentar uno de los mayores aumentos relativos de los vertimientos respecto al caso Base.

Se define Sobretiro como la diferencia entre la cota de la simulación y la CM\_O. A los efectos de evaluar el riesgo de que la cota supere la CM\_O, se toma como indicador el valor condicionado de riesgo de 5 % (CVar5%) del Sobretiro.

En la Fig. 95 se observa el resultado para las represas en las que el CVar5% del Sobretiro resultó mayor que el 1 % respecto a la CM\_O. Observar que para algunas represas, aumenta el riesgo de verse superada la CM\_O, pero para otras, la situación mejora. En general la contrapartida de mejora del riesgo de cota resulta en una baja en la generación esperada por causa del CC.

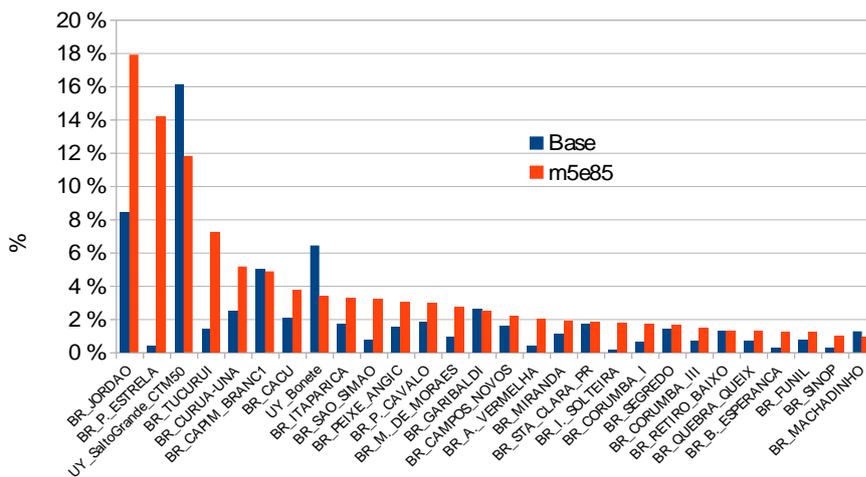


Fig. 95. Variación para las represas respecto del caso base.

Como conclusión se puede decir que el CC cambia (empeora o mejora) el nivel de riesgo de las represas. Solo en algunas represas (de las 75 con embalse simuladas) se detectaron eventuales problemas a futuro. En general y para la mayoría de los casos, se estima que el riesgo se podrá gestionar mediante un adecuado uso de los vertederos y el turbinado, junto con mejores pronósticos. Debe tenerse en consideración que las simulaciones realizadas fueron de paso semanal y que por tanto no se están representando las consecuencias de lluvias intensas concentradas en plazos menores. La importancia de estos eventos extremos dependerá del área involucrada en la cuenca inmediata de cada central y por tanto requiere de un análisis caso a caso fuera del alcance de esta consultoría. Llegado el caso, se deberán hacer los estudios usuales de ingeniería de detalle.

## 11. Detalle de los flujos por las interconexiones

En las siguientes subsecciones se presentan los flujos por las interconexiones internacionales, en MW-medios, para cada mes del año, para el caso Base y para la mediana de los modelos en los escenarios RCP4.5 y RCP8.5.

Se simularon 120 realizaciones de los procesos estocásticos (crónicas). Las filas que contienen la etiqueta: CVaR(0, 0.1) corresponden al promedio del 10 % menor de los flujos de cada mes, las que contienen la etiqueta CVaR(0, 1) corresponden al promedio de los flujos de cada mes y las filas que contienen la etiqueta CVaR(0.9, 1) corresponden al promedio del 10 % mayor de los flujos de cada mes.

### 11.1. Flujos entre Uruguay y Argentina [MW-medios]

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
UY->AR_CVaR(0,0.1)_Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UY->AR_CVaR(0,0.1)_rcp45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UY->AR_CVaR(0,0.1)_rcp85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UY->AR_CVaR(0,1)_Base	3	5	4	1	5	7	7	2	3	5	6	5
UY->AR_CVaR(0,1)_rcp45	4	6	5	1	5	7	5	3	4	6	8	8
UY->AR_CVaR(0,1)_rcp85	4	6	7	2	4	6	4	2	3	7	8	8
UY->AR_CVaR(0.9,1)_Base	25	40	34	11	50	65	62	20	21	32	31	40
UY->AR_CVaR(0.9,1)_rcp45	32	52	45	13	45	59	48	26	26	32	41	67
UY->AR_CVaR(0.9,1)_rcp85	40	54	62	17	40	57	41	22	25	38	44	64

AR->UY_CVaR(0,0.1)_Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AR->UY_CVaR(0,0.1)_rcp45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AR->UY_CVaR(0,0.1)_rcp85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AR->UY_CVaR(0,1)_Base	1	2	2	0	7	13	9	2	1	0	0	2
AR->UY_CVaR(0,1)_rcp45	1	2	2	0	8	16	8	2	0	0	0	2
AR->UY_CVaR(0,1)_rcp85	1	3	2	0	10	16	9	2	0	0	0	2
AR->UY_CVaR(0.9,1)_Base	8	19	20	4	60	116	84	22	8	0	2	17
AR->UY_CVaR(0.9,1)_rcp45	9	22	23	4	69	139	76	18	3	1	3	19
AR->UY_CVaR(0.9,1)_rcp85	8	24	21	5	88	145	81	17	2	0	3	18

## 11.2. Flujos entre Uruguay y Brasil [MW-medios]

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
UY->BR_CVaR(0,0.1)_Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UY->BR_CVaR(0,0.1)_rcp45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UY->BR_CVaR(0,0.1)_rcp85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UY->BR_CVaR(0,1)_Base	0	0	1	1	1	1	3	8	37	52	68	28
UY->BR_CVaR(0,1)_rcp45	0	0	1	1	0	0	2	6	26	45	49	21
UY->BR_CVaR(0,1)_rcp85	0	0	1	0	0	0	1	6	24	39	37	13
UY->BR_CVaR(0.9,1)_Base	1	1	6	7	4	5	29	69	310	435	473	233
UY->BR_CVaR(0.9,1)_rcp45	1	2	6	5	3	4	14	50	209	381	387	177
UY->BR_CVaR(0.9,1)_rcp85	1	2	5	3	3	3	10	46	187	328	303	108

BR->UY_CVaR(0,0.1)_Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BR->UY_CVaR(0,0.1)_rcp45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BR->UY_CVaR(0,0.1)_rcp85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BR->UY_CVaR(0,1)_Base	95	82	123	58	96	123	111	67	37	16	14	47
BR->UY_CVaR(0,1)_rcp45	88	85	131	65	101	129	106	67	32	13	12	50
BR->UY_CVaR(0,1)_rcp85	90	95	142	63	115	136	118	68	28	10	12	54
BR->UY_CVaR(0.9,1)_Base	345	381	476	363	475	518	505	409	281	138	125	325
BR->UY_CVaR(0.9,1)_rcp45	337	390	468	369	480	527	500	402	256	115	110	337
BR->UY_CVaR(0.9,1)_rcp85	338	409	474	372	496	531	509	404	223	94	106	358

### 11.3. Flujos entre Argentina y Brasil [MW-medios]

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AR->BR_CVaR(0,0.1)_Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AR->BR_CVaR(0,0.1)_rcp45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AR->BR_CVaR(0,0.1)_rcp85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AR->BR_CVaR(0,1)_Base	0	0	1	1	2	1	22	87	217	278	305	175
AR->BR_CVaR(0,1)_rcp45	0	0	1	1	1	1	15	62	149	191	191	105
AR->BR_CVaR(0,1)_rcp85	0	0	1	1	1	1	10	53	113	137	148	80
AR->BR_CVaR(0.9,1)_Base	0	0	7	12	14	9	199	766	1792	1947	1981	1321
AR->BR_CVaR(0.9,1)_rcp45	0	0	6	7	10	6	134	545	1283	1637	1646	948
AR->BR_CVaR(0.9,1)_rcp85	0	0	5	6	8	6	87	469	1000	1218	1328	730

BR->AR_CVaR(0,0.1)_Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BR->AR_CVaR(0,0.1)_rcp45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BR->AR_CVaR(0,0.1)_rcp85	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BR->AR_CVaR(0,1)_Base	67	59	37	6	33	57	35	10	2	3	4	18
BR->AR_CVaR(0,1)_rcp45	89	95	71	17	40	58	31	10	2	3	6	35
BR->AR_CVaR(0,1)_rcp85	100	119	88	18	47	67	34	9	1	4	7	39
BR->AR_CVaR(0.9,1)_Base	348	359	264	56	268	355	266	86	17	27	31	141
BR->AR_CVaR(0.9,1)_rcp45	428	500	436	151	292	357	244	90	14	27	48	224
BR->AR_CVaR(0.9,1)_rcp85	453	565	471	165	344	395	255	84	13	31	58	268

### 11.4. Flujos entre Brasil y Paraguay [MW-medios]

Los flujos BR->PY corresponden a las exportaciones de Brasil a Paraguay más la mitad de la generación de Itaipú. Los flujos PY->BR corresponden a las exportaciones de Paraguay a Brasil menos la mitad de la generación de Itaipú.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
BR->PY_CVaR(0,0.1 )_Base	4439	4474	3708	3914	3313	3106	2871	1970	1281	1476	1768	2534
BR->PY_CVaR(0,0.1 )_rcp45	4565	4599	3899	4001	3314	3131	3004	2380	1572	1655	2105	2894
BR->PY_CVaR(0,0.1 )_rcp85	4613	4653	3962	4032	3332	3144	3024	2454	1717	1739	2224	3091
BR->PY_CVaR(0,1 )_Base	4978	5027	4610	4335	3584	3398	3429	3316	3117	3213	3624	4251
BR->PY_CVaR(0,1 )_rcp45	5158	5213	4886	4479	3611	3403	3464	3418	3341	3513	4032	4576
BR->PY_CVaR(0,1 )_rcp85	5217	5298	4982	4520	3636	3415	3486	3468	3480	3665	4162	4720
BR->PY_CVaR(0.9,1 )_Base	5538	5615	5433	4858	3791	3645	3700	3814	4157	4592	5152	5376
BR->PY_CVaR(0.9,1 )_rcp45	5753	5859	5751	5105	3901	3648	3749	3968	4385	4908	5434	5587
BR->PY_CVaR(0.9,1 )_rcp85	5855	5966	5916	5214	3938	3653	3781	4083	4585	5088	5534	5710

PY->BR_CVaR(0,0.1 )_Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->BR_CVaR(0,0.1 )_rcp45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->BR_CVaR(0,0.1 )_rcp85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->BR_CVaR(0,1 )_Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->BR_CVaR(0,1 )_rcp45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->BR_CVaR(0,1 )_rcp85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->BR_CVaR(0.9,1 )_Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->BR_CVaR(0.9,1 )_rcp45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->BR_CVaR(0.9,1 )_rcp85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### 11.5. Flujos Argentina y Paraguay [MW-medios]

Los flujos AR->PY corresponden a las exportaciones de Argentina a Paraguay más la mitad de la generación de Yacyretá. Los flujos PY->AR corresponden a las exportaciones de Paraguay a Argentina menos la mitad de la generación de Yacyretá.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AR->PY_CVaR(0,0.1)_Base	0	0	0	0	0	0	13	662	1602	570	4	0
AR->PY_CVaR(0,0.1)_rcp45	0	0	0	0	0	0	7	385	1244	301	1	0
AR->PY_CVaR(0,0.1)_rcp85	0	0	0	0	0	0	5	276	1052	219	0	0
AR->PY_CVaR(0,1)_Base	6	7	38	58	250	541	1229	1759	1883	1713	1334	579
AR->PY_CVaR(0,1)_rcp45	4	4	29	34	148	399	1074	1699	1847	1615	1179	436
AR->PY_CVaR(0,1)_rcp85	4	4	26	29	116	332	1015	1648	1825	1569	1110	374
AR->PY_CVaR(0.9,1)_Base	57	67	317	499	1554	1915	1915	1915	1915	1915	1915	1559
AR->PY_CVaR(0.9,1)_rcp45	34	35	244	294	1120	1904	1915	1915	1915	1915	1915	1480
AR->PY_CVaR(0.9,1)_rcp85	35	40	208	252	919	1871	1915	1915	1915	1915	1915	1435
PY->AR_CVaR(0,0.1)_Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->AR_CVaR(0,0.1)_rcp45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->AR_CVaR(0,0.1)_rcp85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY->AR_CVaR(0,1)_Base	9	20	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
PY->AR_CVaR(0,1)_rcp45	16	45	3	0	0	0	0	0	0	0	0	6
PY->AR_CVaR(0,1)_rcp85	31	70	7	0	0	0	0	0	0	0	0	8
PY->AR_CVaR(0.9,1)_Base	82	184	6	0	0	0	0	0	0	0	0	9
PY->AR_CVaR(0.9,1)_rcp45	146	395	25	0	0	0	0	0	0	0	0	52
PY->AR_CVaR(0.9,1)_rcp85	270	598	63	0	0	0	0	0	0	0	0	71

## 12. Referencias

---

- [1] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro, SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica, 2008, Proyecto PDT 47/12.vTechnical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>
- [2] National Weather Service. USA <https://www.cpc.ncep.noaa.gov>
- [3] Representative Concentration Pathway (RCP). [https://en.wikipedia.org/wiki/Representative\\_Concentration\\_Pathwa](https://en.wikipedia.org/wiki/Representative_Concentration_Pathwa).
- [4] Base de datos VMargo de CAMMESA. <https://cammesaweb.cammesa.com/visual-margo/>
- [5] Centrales Hidráulicas, Embalses, Lagos y Lagunas. Secretaría de Energía – República Argentina. 2003.
- [6] Ruben Chaer, Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados, 2013, SimSEE - Reporte técnico / IIE-FING-UDELAR., [http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/CEGH\\_Fundamentos.pdf](http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/CEGH_Fundamentos.pdf)
- [7] MeteoBlue. <https://www.meteoblue.com/>
- [8] Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP). Ministerio de Obras Públicas. <https://www.argentina.gob.ar/orsep/registro-de-presas-fiscalizadas/regional-comahue/>
- [9] Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Plan Maestro de Generación. Período: 2021–2040. Paraguay. Febrero 2021.
- [10] Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Plan Maestro de Transmisión. Período 2021–2040. Paraguay. Febrero 2021.
- [11] Base de datos para la plataforma de simulación SimSEE, publicada por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) correspondiente al Informe de Garantía de Suministro 2022 publicado por ADME.
- [12] Programación Estacional Nov2021-Abr2022 publicada por CAMMESA para su uso el programa VMARGO.
- [13] Base de datos del programa NEWAVE, correspondiente a la programación Diciembre 2021, publicada por la Cámara de Compensación de la Energía Eléctrica (CCEE).
- [14] Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030. Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, Argentina. Octubre 2021.
- [15] Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Ministerio de Minas y Energía, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Empresa de Pesquisa Energética, Brasil.

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>

[16] Datos históricos de la operación publicados por el Operador Nacional del Sistema (ONS) en su sitio web. <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>

[17] Plan Maestro de Generación. Período: 2021–2040. Administración Nacional de Electricidad, Paraguay. Febrero 2021. [https://www.ande.gov.py/plan\\_maestro.php](https://www.ande.gov.py/plan_maestro.php)

[18] Gas turbine performance at varying ambient temperature. A. D. Sa, S. A. Zubaidy

Published 1 October 2011. Engineering Applied Thermal Engineering.

[19] Gas Turbines and Ambient Temperature. *Explaining the relationship between gas turbines and ambient temperature. ADG Efficiency blog.* <https://adgefficiency.com/energy-basics-ambient-temperature-impact-on-gas-turbine-performance/>

[20] Most Efficient Solar Panels 2022. March 22, 2022 Jason Svarc. Clean Energy Reviews. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>

[21] Cálculo de la Temperatura de Operación de Células Solares en un Panel Fotovoltaico Plano. Faustino Chenlo Romero. Departamento de Energías Renovables, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Ciudad Universitaria, 28040-MADRID, ESPAÑA. [https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/38/115/38115092.pdf](https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/38/115/38115092.pdf)

[22] Revised formula for the density of moist air (CIPM-2007). A Picard, R S Davis, M Gläser and K Fujii. Received 8 January 2008. Published 18 February 2008. Online at [stacks.iop.org/Met/45/149](https://stacks.iop.org/Met/45/149)

[23] Herramienta “Cálculo de la densidad del aire utilizando la fórmula del CIPM-2007” del Centro Nacional de Meteorología del Gobierno de México, CENAM, <https://www.cenam.mx/publicaciones/cdensidad.aspx>

[24] Cyclistgo. Preparación Física Ciclista. <https://www.cyclistgo.com/calculadora-densidad-aire/>

[25] Nordex Delta4000 N149/5.5 MW Wind Turbine Power Curve. Product Preview Documentation Package N149 5,7 MW.pdf

[26] IEC 60354:1991. Loading guide for oil-immersed power transformers.

## 13. Glosario

---

En este documento las palabras inicializadas en mayúsculas tienen el significado que se les da a continuación:

**Demanda:** Se refiere a la demanda de energía eléctrica. Según el contexto, se refiere a la Demanda de todo el sistema o de un subsistema.

**Demanda Neta:** Se refiere a la Demanda del sistema menos las energías no gestionables (solar, eólica, biomasa autodespachada, etc.). La Demanda Neta, con detalle horario establece el requerimiento de recursos despachables en cada hora.

**Sala:** Es un archivo de simulación de SimSEE. Contiene la descripción de la configuración del sistema a simular.

**Política de Operación:** Disponer de una Política de Operación, es disponer de la regla de decisión que permite establecer cuál será el despacho del sistema (qué máquinas y cuanto de cada una será despachado) conocido el Estado del sistema.

**Cambio Climático:** Se refiere a el cambio en las principales variables de la atmósfera asociada a las emisiones de gases de efecto invernadero.

**Poste:** Se refiere a un agrupamiento de las horas de un paso de simulación en base a un criterio de requerimiento de potencia. El Poste de Punta es el Poste en que el requerimiento de potencia es mayor dentro del paso de tiempo. Por ej. si el paso de simulación es semanal y el Poste de punta se define de 5 horas, está formado en cada semana por las 5 horas de mayor requerimiento de potencia.

**Postes Dinámicos:** En SimSEE el requerimiento de potencia se determina en forma dinámica, en cada paso de simulación agrupando las horas de acuerdo a la Demanda Neta del paso de simulación según el aporte que resulte de las centrales eólica y solar en cada paso de simulación.

**Programación Dinámica Estocástica:** Algoritmo de optimización apto para el cálculo de la Política de Operación óptima para Sistemas Dinámicos.

**Recursión de Bellman:** Algoritmo clásico de resolución de problemas de Programación Dinámica Estocástica consistente en construir la Política Óptima, a partir del conocimiento de una Política Óptima en un instante futuro, yendo hacia atrás en el tiempo explorando todo el espacio de Estado en cada paso de optimización.

**La Maldición de Bellman:** Se refiere a la explosión combinatoria del problema del algoritmo de Programación Dinámica Estocástica al crecer la cantidad de variables de estado consideradas y la cantidad de fuentes de aleatoriedad consideradas.

**SDDP:** Son las siglas en inglés del algoritmo Stochastic Dual Dynamic Programming. SDDP es un algoritmo de resolución de Problemas de Programación Dinámica Estocástica, que mediante aproximaciones sucesivas intenta evitar la Maldición de Bellman.

**VARIABLES DE ESTADO:** Se entiende por Variables de Estado de un sistema, al conjunto de variables que capturan toda la información que es necesaria conocer del pasado de un sistema para poder calcular su evolución conocida las entradas al sistema de aquí en más. Típicamente, en el sistema de generación de energía eléctrica las variables del sistema son los volúmenes de energía almacenada en los almacenes disponibles. Por ej. el volumen de agua embalsada en las hidroeléctricas.

**SimSEE:** Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica del Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República Oriental del Uruguay.

**Red Neuronal:** Se refiere a un modelo matemático capaz de representar una función de múltiples entradas y múltiples salidas en base a un juego de parámetros que se entrenan en base a ejemplos.

**Aprendizaje Automático:** Proceso por el cual un agente (un Robot) entrena un modelo de comportamiento (generalmente una Red Neuronal) en forma autónoma.

**Aprendizaje por Refuerzo:** Se refiere al aprendizaje automático de un Robot en base a experimentos de los cuales recibe premios o castigos. Por ejemplo, si el Robot está aprendiendo una Política de Operación de un sistema, el Costo Futuro de la operación es una señal adecuada para realimentar el éxito/fracaso de la operación.

**Costo Futuro:** Se refiere al costo de la operación del sistema de aquí en más. El objetivo de la operación óptima de un sistema es en todo momento, conocido el Estado del sistema, tomar las decisiones que minimicen el valor esperado del Costo Futuro.

**Redes Neuronales:** Modelo matemático en el que se calcula a partir de múltiples entradas y o más valores de salida. La característica principal de estos modelos es que permiten representar funciones complejas multi-variables y calibrar los parámetros de la representación en base a un juego de datos de entrenamiento.

**Beneficio por Sustitución:** Dada una unidad de generación que inyecta energía en el sistema, el 1 MWh sustituye 1 MWh de otra central de mayor costo variable. Se entiende por Beneficio por Sustitución a la diferencia entre el costo variable evitado por MWh (por realizar la sustitución) menos el costo variable de producción de la energía inyectada. El BPS se calcula como el ingreso que tendría el 1 MW instalado si vendiera su energía (la que resulte despachada) al Costo Marginal del sistema menos el costo variable de producir dicha energía. En palabras, el BPS es el beneficio creado para el universo por instalar el MW de la tecnología.

**Gradiente de Inversión:** Se define como el Beneficio por Sustitución producido por un MW instalado de una tecnología menos los costos fijos asociados al MW instalado. Las tecnologías con Gradiente de Inversión positivo serían aquellas que producen beneficios mayores que los costos y por tanto sería racional instalar más MW de esas tecnologías.

**Cuatro Bandas Horarias:** Se definen cuatro bandas horarias o tramos horarios como: 1) de 00:00 a 06:00, 2) de 06:00 a 12:00, 3) de 12:00 a 18:00 y 4) de 18:00 a 24:00.

**Excedentes Turbinables:** Se refiere a la energía asociada a recursos no almacenables que no se genera, por restricciones del sistema o por falta de Demanda (por ejemplo vertimiento en una central hidroeléctrica) pero que podría generarse si no existiese la restricción y existiese la Demanda suficiente.