

# MIG: Modelo de Integración Gradual de mercados electro-energéticos.

R.Chaer (ADME-IIE) y G.Casaravilla (UTE-IIE).

IIE: Instituto de Ingeniería Eléctrica – Facultad de Ingeniería – República Oriental del Uruguay.

ADME: Administración del Mercado Eléctrico.

UTE: Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

## 1. Introducción.

Desde fines del siglo XVIII e inicios del XIX fortalecidos por la crisis de los colonialismos español y portugués, han surgido varios intentos de lograr una integración de los pueblos latinoamericanos. Estos intentos no han sido todo lo fructífero que pudieran haber sido en parte por la diversidad cultural con raíces en las diferencias de los propios sistemas coloniales. El sector energía, no escapa a esta realidad y podemos decir que 200 años después tenemos un muy escaso nivel de integración verdadera.

Existen diferentes ejemplos de proyectos que interconectan países, como pueden ser las centrales de generación hidroeléctricas Itaipú (Paraguay-Brasil), Yaciretá (Paraguay-Argentina), Salto Grande (Uruguay-Argentina) y ejemplos de líneas de interconexión como los 2000 MW (Argentina-Brasil) o los 570 MW (Uruguay-Brasil) solo por nombrar los más cercanos a nuestra región, pero en ninguno de estos casos existe un comercio fluido de la energía que implique que todos los días se intercambie del país de menor costo al de mayor costo marginal de generación.

La energía eléctrica está en la base de las cadenas productivas de todos los países. El precio de la energía es por tanto una de las variables macro-económicas que es usada de diferente manera por los diferentes gobiernos. El manejo de esta variable es vital en muchas de las economías y ello es parte sustancial de la dificultad de integración electro-energética regional.

Hablar de integración plena de los mercados energéticos implica en la práctica hablar de una integración plena de las economías. Casi se podría aseverar que la energía es igual o más importante que La Moneda del país por su capacidad de impactar directamente en todos los precios y ser más difícil de emitir por el Estado.

Además de la dificultad antes mencionada, está el efecto sobre los Agentes del mercado que tiene una Importación o Exportación de energía. Al igual que con cualquier otro bien, la Importación baja los precios lo que significa favorecer a los Consumidores y desfavorecer a los Productores del bien en el territorio Nacional. El efecto contrario tiene la Exportación de energía. En este juego por tanto siempre se tendrá dos grupos de Agentes disconformes y dos conformes.

Uruguay cuenta con 2000 MW de interconexión con Argentina y 570 MW de interconexión con Brasil. Estas capacidades de interconexión ya están instaladas por lo cual la falta de intercambios ante oportunidades ocasionales (situaciones de costos de producción más bajos en un sistema que en otro) es una lisa y llana destrucción de riqueza. No se trata de evaluar si es conveniente o no invertir en hacer los proyectos necesarios para la integración, las inversiones ya están operativas y se trata solamente de usarlas. Igual situación se tiene entre otros varios países de la región. Por ej. Argentina y Brasil tienen 2000 MW de interconexión en Garabí permanentemente sub-utilizados.

En este trabajo se presenta un Modelo de Integración Gradual (MIG) que permite regular por parte de los gobiernos el grado de integración y por tanto mitigar el posible efecto sobre las economías nacionales de aumentar el vínculo con los vecinos. El MIG permite poner una barrera a la exportación/importación de subsidios que puedan afectar la competencia entre los Agentes de cada país. El MIG es una mejora respecto del modelo de integración presentado por los mismos autores en [1] en el congreso ELAEE del año 2013. La situación de integración de 2013 a la fecha no ha avanzado en forma sustantiva y en estos cuatro años lo que ha quedado de manifiesto, tal como se hacía notar en [1] es que nuestros países son todavía inestables como para poder avanzar en vínculos de integración demasiado fuertes lo que reafirma la necesidad de un modelo que permita regular la gradualidad de la integración..

Se muestra el modelado realizado para considerar los posibles efectos de la implementación del MIG entre Uruguay y Brasil y Uruguay y Argentina en los próximos años. Los resultados permiten apreciar que existe un beneficio potencial importante dada la situación actual en que Uruguay ha incorporado una capacidad importante de energías eólica y solar y su demanda eléctrica ha crecido un poco menos de lo previsto y Argentina se encuentra en una situación en que las inversiones de generación se han atrasado respecto de lo necesario.

Son varios los estudios ( a modo de ejemplo [2] y [3] ) que estiman el beneficio potencial de realizar intercambios por esas interconexiones logrando que la energía se genere con los recursos más económicos en todo momento en favor de la economía de los países.

Las interconexiones existentes entre los sistemas electro-energéticos entre varios países de Latinoamérica que están prontas para ser OPTIMIZADAS en su uso. Está clara la existencia de potenciales beneficios por el uso de la infraestructura existente (no es necesario el desarrollo de nuevas inversiones).

También ha sido expresada en múltiples oportunidades la voluntad política de integración en varios sectores de la economía incluyendo el de la energía eléctrica.

Las dificultades encontradas para el efectivo uso de las interconexiones se identifican como asociadas a que existen diferentes políticas en los diferentes países respecto a los incentivos (subsidios) en el sector energético y que la exportación de energía en condiciones distorsionadas de eficiencia económica causa distorsiones no deseadas en los respectivos países.

Con respecto a la afectación de los Actores en cada país, la exportación de energía causa resistencia en las Distribuidoras (lado de la Demanda) por ser visualizada como un aumento de los precios internos, mientras que la importación de energía causa resistencia en los Generadores que perciben la importación como una competencia. Estas resistencias son mayores si los intercambios contienen distorsiones basadas en subsidios que hagan la competencia entre los Agentes de diferentes países asimétrica. En caso de no existir tal distorsión, la competencia entre generadores de diferentes países se debe visualizar como un aporte positivo de la integración que va en el sentido de lograr una reducción de costos.

## **2. Principios.**

Cualquiera sea el modelo de integración propuesto, debiera cumplir con los principios que se listan a continuación.

### **2.1. Soberanía y equilibrio de inversiones.**

La integración debe permitir un mejor uso de los recursos de los sistemas sin afectar la autodeterminación de cada país en cuanto a los niveles de inversión y de riesgo del abastecimiento de su demanda interna.

Es así que cada país debe ser libre de determinar si permite (y hasta que porcentaje) la realización de contratos de respaldo de su demanda interna en el mercado de otros países.

Sería deseable que en cada país se desarrollaran las inversiones en generación y transmisión que permitan un equilibrio saludable de las dependencias energéticas y que la integración sea una forma de lograr un uso más eficiente por complementariedad entre los recursos de los sistemas.

## **2.2. *Transparencia de costos.***

En el desarrollo de esta propuesta se supone que es posible tener de cada país un Costo Marginal Operativo (CMO) que representa efectivamente el costo variable de generación (o el valor del agua en caso de las centrales hidroeléctricas expresado como costo variable de generación). En el caso de Uruguay, Brasil y Argentina, esta información es generada por cada uno de los Operadores del Sistema Integrado de cada país (OSI: ADME, ONS y CAMMESA en Uruguay, Brasil y Argentina respectivamente).

Si fuera el caso que la información generada por los OSI contuviera distorsiones proveniente de subsidios (por ej.: en los combustibles de las térmicas) se propone crear una comisión al nivel de los OSI que tenga como cometido consensuar la información de CMOs haciendo explícito de ser necesario las distorsiones que afectan los valores de uso interno en un país para su consideración en el comercio internacional.

Es posible que para eliminar distorsiones internas (subsidios) sea necesario adicionar un valor a los costos variables de los recursos para su consideración para la exportación. Por ej. en el caso de Brasil, el costo variable para el despacho (CVU en la jerga de ese mercado) puede estar afectado por la consideración que haya hecho el generador en el momento de realizar su oferta en las subastas de compra de energía y podría no estar dispuesto el generador a vender más energía que la comprometida en el contrato a ese costo variable. Este aspecto se podría solucionar haciendo que en forma anual los generadores declararan el valor a sumar al CVD (Costo Variable para Despacho) formando así el CVX (Costo Variable para eXportación) del generador. También podría ocurrir que se quisiera asegurar una ganancia mínima por la exportación para eliminar la exportación de subsidios y/o para distribuir parte de esa ganancia entre los distribuidores como una forma de compensación por el retiro de energía del mercado. En definitiva, los costos variables de los recursos para su consideración para exportación podrían ser diferentes a los usados para su despacho en el mercado interno.

Lo necesario para lograr un modelo objetivo y transparente es que toda la metodología y toda la información necesaria para el cálculo de dichos costos sea conocida de antemano y tenga estabilidad en el tiempo para no fomentar prácticas especulativas que entorpezcan el proceso de integración.

Dicho lo anterior, supondremos en el resto del documento que es posible identificar en todo momento en los diferentes países cuál es el recurso que está marginando, su costo variable para el despacho interno (CVD) y su costo variable para el comercio exterior (CVX) y por tanto se conoce el CMX (Costo Marginal de comercio eXterior), como el valor libre de distorsiones al que los países están dispuestos a intercambiar para sustituir el recurso más caro por el más barato.

En forma anual los OSIs establecerán las tablas con los CVX de los recursos térmicos y su fórmulas de ajuste en caso de corresponder. Para los recursos almacenables cuyo valor surja de la ejecución de herramientas de Optimización/Simulación cada OSI pondrá a disposición de los demás los CVXs que resulten.

Además de los valores CVX, se propone acordar entre los países un Delta de Exportación (DE) a adicionar a los CVXs. Este DE se prevé para evitar la exportación de subsidios en forma global y para asegurar un beneficio mínimo de la exportación que permita cubrir costos internos no reflejados en los CVXs.

Se propone que anualmente cada país establezca el valor de DE que utilizará durante el siguiente año de operación de la integración.

En consideración del principio 2.1, cada país podrá utilizar el valor de DE para ajustar su flujos de exportación esperados y compensar eventuales desequilibrios en las inversiones que pudieran implicar una exportación excesiva (encareciendo el mercado del exportado) de un país a otro.

## **2.3. *Racionalidad económica y compromiso.***

Se debe garantizar, que la energía fluya del sistema de menor CMX al de mayor CMX y bajo ninguna circunstancia en sentido contrario. Observando las interconexiones como un recurso colectivo, se debe cuidar, que al igual que en la organización de los mercados de cada país, los contratos entre los agentes no afecten el despacho óptimo de los recursos.



se está dispuesto a exportar aquellos recursos declarados por el OSI como excedentarios para el abastecimiento de la demanda Nacional. Obviamente dichos recursos solo podrán ser aquellos cuyo CVX sea superior al CMUIS.

Cada país será libre de afectar o no la formación de los precios de su mercado interno considerando la exportación que realice de recursos en cualquiera de las capas antes mencionadas.

En la Fig.1 el valor PME (Precio Mínimo de Exportación) está dado por el CMX\_Exp (costo marginal para comercio exterior) más el DE (Delta de Exportación) del país exportador.

En la Fig.1 se ejemplifica un caso donde la generación es tal que el CMX\_Exp es menor que el CMUIS por lo que solo estaría activa la capa de integración spot.

En la Fig.2 se ejemplifica otro caso en que la Exportación es tal que se utilizan recursos cuyo CVX supera al CMUIS con lo cual se activa la capa de Excedentes Ocasionales. La exportación queda así dividida en dos tramos Exp\_IS correspondiente a la exportación en la modalidad “Integración Spot” y la Exp\_EO correspondiente a la modalidad “Excedentes Ocasionales”. En la Exp\_IS el PME (Precio Mínimo de Extracción) corresponde al CMUIS + DE mientras que en la Exp\_EO el PME es para cada recurso despachado CVX+DE (curva naranja de la figura).

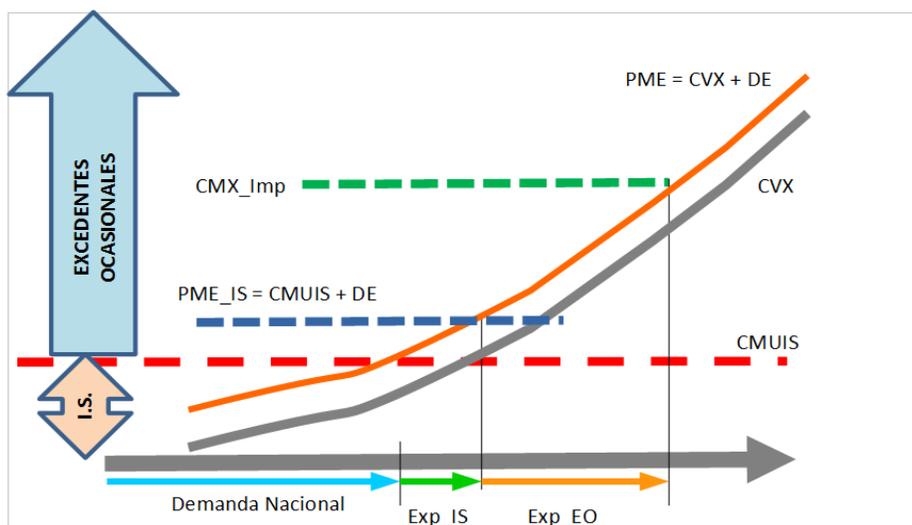


Fig. 2: Exportación de Excedentes Ocasionales.

En cada caso el PME junto con el costo marginal del país potencial importador (CMX\_Importador en las figuras) indica el sentido racional del intercambio. El precio real del intercambio deberá estar entre ambos valores y dependerá del esquema de reparto de beneficios que aplique para la interconexión de que se trate.

## 4. Sobre la implementación.

### 4.1. Fijación de parámetros de la integración.

Los principales parámetros de la propuesta de integración son el CMUIS (Costo Marginal Umbral de la Integración Spot) y el valor DE (Delta Exportador). Se propone que estos parámetros sean determinados, por cada país, en diciembre de cada año para ser aplicados durante el año siguiente.

Los costos variables de los recursos CVDs (costos de centrales térmicas y valor del agua) serán los publicados y utilizados por los OSIs para la programación de los despachos internos de cada país. En el caso de existir distorsiones que hagan necesario fijar costo diferenciados CVXs para exportación de algunos recursos, estas distorsiones serán analizadas por los OSIs y se formulará anualmente la regla a aplicar a los CVDs para obtener los correspondientes CVXs.

## **4.2. Determinación de ofertas de exportación.**

Con la programación de cada semana, los OSIs determinarán los volúmenes de energía exportables en ambas capas de la integración y pondrán a disposición de los demás OSIs dicha información (En forma directa por intermedio de los comercializadores designados según corresponda). Una vez intercambiada la información determinarán las ofertas que resultan despachadas y los sentidos de los flujos por las interconexiones. Las ofertas realizadas deben especificar además del volumen y precio la confiabilidad asignada a la misma (por ejemplo, si la oferta se basa en una central térmica de factor de disponibilidad 90% a la misma se le asigna una confiabilidad de 90%). Las ofertas serán determinadas utilizando las reglas y precios acordados y tendrán carácter vinculante, es decir los países se comprometen a realizar los intercambios siempre que los mismos cumplan con las reglas y principios del modelo acordado.

En la determinación de los costos y recursos disponibles cada OSI tendrá en cuenta la forma de estructurar los despachos en su sistema y la de los otros sistemas ya sea en forma horaria o en bandas horarias (Patamares, Postes). Los OSI coordinarán las reglas de conversión, adecuación de la información según la definición de bandas horarias en base a mantener la racionalidad económica de los intercambios manteniendo los criterios de despacho de cada sistema.

## **4.3. Seguridad y flexibilidad de la operación integrada.**

La integración es sin duda un respaldo a la seguridad de los sistemas y los OSI podrán acordar asistencia entre los sistemas para aumentar la seguridad de la operación y asistencia ante operaciones y maniobras a realizar. Es de destacar, que en este sentido las interconexiones han operado satisfactoriamente por lo menos entre Uruguay y sus vecinos. Los sistemas siempre que precisaron obtuvieron el apoyo de los vecinos para la realización de maniobras que así lo requerían.

Los intercambios de energía entre los sistemas estarán sujetos a la operación segura de los mismos y serán interrumpidos siempre que cualquiera de los OSI involucrados determinen que ante eventos ocurridos o programados el intercambio programado o en curso le quita flexibilidad a la operación del sistema o disminuye su seguridad.

## 5. Estimación de potenciales beneficios por aplicación del MIG entre Uruguay y Argentina y entre Uruguay y Brasil.

Uruguay y Argentina comparten la central hidroeléctrica de generación Salto Grande en base a la cual tienen establecido un vínculo de 2000 MW de interconexión. Ambos sistemas son de 50 Hz por lo que desde el punto de vista eléctrico es un solo sistema. La operación de ambos sistemas es permanentemente coordinada entre los OSI. En lo que refiere a los intercambios de energía, se han dado con mayor o menor fluidez dependiendo de la condición económica y política de los países. El presente trabajo solo pretende mostrar/estimar cuales serían los beneficios adicionales que se podrían obtener por aplicación del MIG. Uruguay y Brasil operan en 50 y 60 Hz respectivamente, por lo que las interconexiones necesariamente son por medio de estaciones convertidoras de frecuencia. Desde 2001 se cuenta con una interconexión 70 MW emplazada en las ciudades fronterizas de Rivera y Livramento y desde 2013 se cuenta con 500 MW adicionales uniendo la ciudad de Melo (Uruguay) con Precidente Medeci (Brasil). En la Fig.3 se muestran en forma esquemática las interconexiones de Uruguay con sus vecinos.

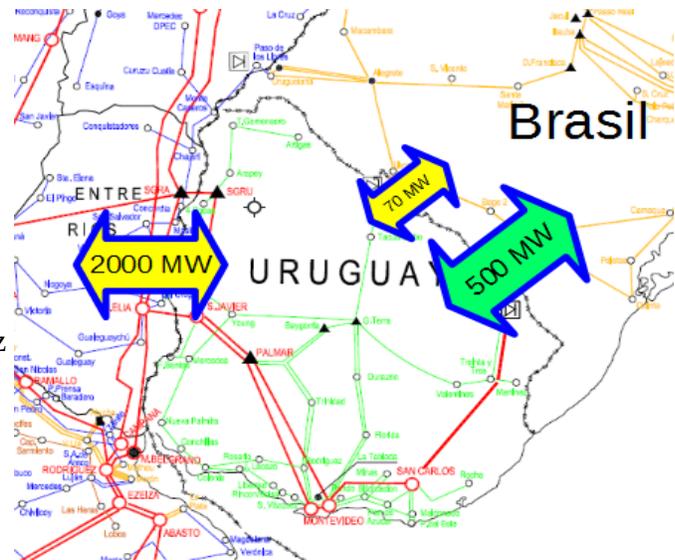


Fig. 3: Interconexiones de Uruguay

Los resultados presentados a continuación solo intentan evaluar los beneficios por dichas interconexiones. No están entonces incluidos los beneficios de los intercambios que en forma directa pueden suceder entre Brasil y Argentina por los 2000 MW que los interconecta por Garabí.

El enfoque utilizado implica modelar la dependencia estadística entre los costos marginales de los sistemas y luego realizar una simulación con diferentes grados de desacople entre los sistemas.

## 6. Modelado estocástico.

Las variables más relevantes en cuanto a la incertidumbre de los sistemas son las asociadas a la componente de generación hidroeléctrica. La región tiene régimen de lluvias tropical y con una dependencia estadística verificada con fenómenos como la temperatura superficial del Océano Pacífico.

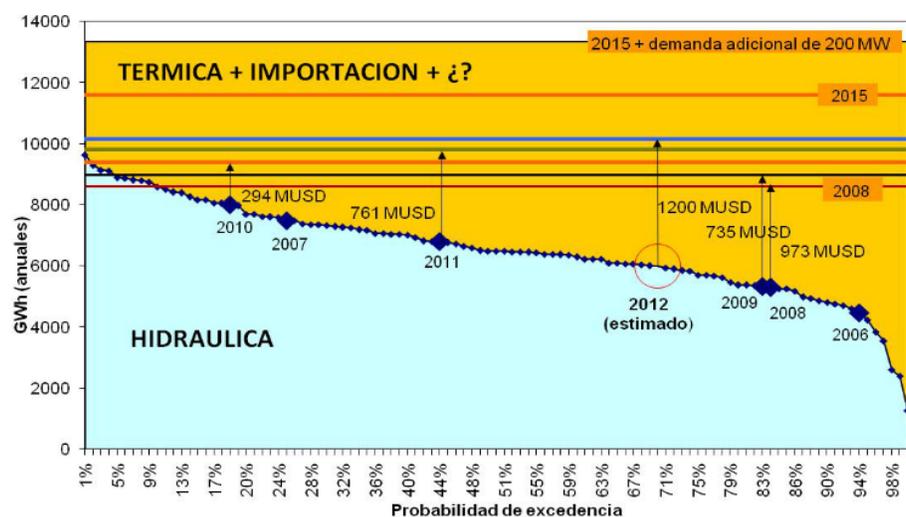


Fig. 4: Generación hidroeléctrica de Uruguay.

En el caso de Uruguay, la Fig.4 muestra la probabilidad de excedencia de la producción hidroeléctrica anual de Uruguay. Como se puede apreciar, el aporte de la generación hidroeléctrica puede ir de menos de 2000 GWh (años secos) a 10000 GWh (años lluviosos). Las líneas horizontales en la Fig.4 corresponden a diferentes niveles de demanda. El área de color naranja debe ser cubierto con otros recursos.

Esta condición de alta componente hidroeléctrica y con gran variabilidad es compartida por la mayoría de los países latinoamericanos en mayor o menor medida.

Lo que no es cubierto con hidroelectricidad debe ser cubierto con otra fuente. Hasta cierto nivel es posible incluir generación eólica y solar (que a nivel anual se puede considerar energía firme con muy baja dispersión), pero para cubrir la variabilidad de la hidroelectricidad, es necesario incorporar recursos gestionables en base a combustibles derivados del petróleo (gasoil, fuel oil), gas natural o carbón. El Costo Marginal Operativo (CMO) queda así determinado en los sistemas por la probabilidad de uso de los recursos térmicos (o del racionamiento de energía) y del costo de los mismos. Esto ocurre tanto en forma explícita en situaciones en que se produce generación térmica como en forma implícita en las ocasiones en que sin utilizar generación térmica se utiliza energía hidráulica embalsada, dado que en estos casos, el valor de esa energía es el correspondiente al costo futuro explícito que se evitaría si en lugar de usarla en el presente se mantuviera en el embalse para su uso futuro.

De lo anterior surge claramente que la representación de la disponibilidad del recurso hidroeléctrico es fundamental

para cualquier análisis de funcionamiento integrado de los sistemas regionales. En el presente trabajo se muestra, un modelo realizado mirando en conjunto, Uruguay, la región SUR de Brasil y el área de Argentina asociada al Mercado (Buenos Aires).

En el análisis se consideran los CMO en por unidad de su media obtenidos de simulaciones realizadas en base a las herramientas usadas por ONS y CAMMESA, de sus sistemas.

Para el caso de Brasil, las simulaciones tienen en cuenta las crónicas de aportes hidráulicos a las hidroeléctricas desde 1931. Para Argentina, la información disponible es desde 1943. Para el caso de Uruguay, se consideran las series de aportes a las represas de Bonete, Palmar y Salto Grande desde 1909 por ser estas series las que determinan la producción hidroeléctrica y por consiguiente el costo marginal del sistema. Para considerar el efecto de la temperatura superficial del Océano Pacífico en la zona conocida como 3.4 se consideró el índice que representa la anomalía de esa variable desde 1910.

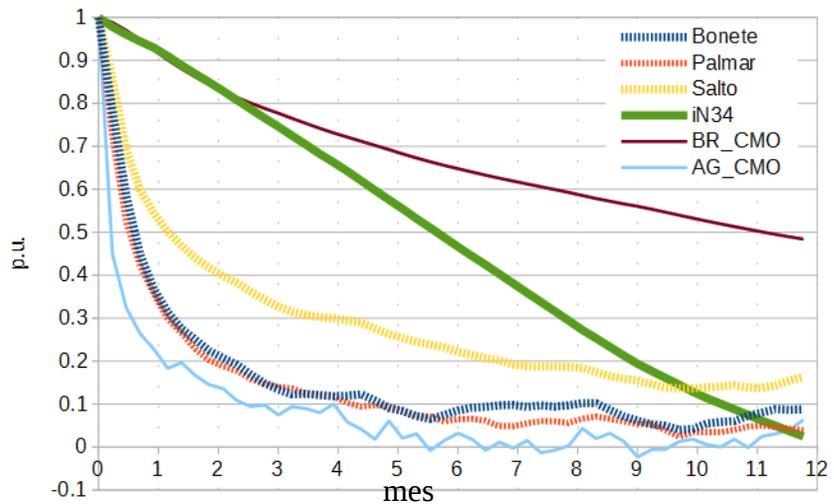


Fig. 5: Autocorrelación de las series temporales.

La Fig.5 muestra la autocorrelación de los aportes hidráulicos de Bonte, Palmar y Salto, del índice de la anomalía de la temperatura superficial del océano Pacífico (iN34) y los costos marginales operativos de Brasil (BR\_CMO) y Argentina (AG\_CMO).

Como se puede observar, la variable con mayor “memoria” es el costo marginal de Brasil, seguido por el iN34. Si se mide la memoria como el tiempo que transcurre para que el coeficiente de autocorrelación llegue a 0.2, se tiene que el BR\_CMO tiene una memoria del orden de 24 meses, el iN34 de 9 meses, los aportes a Salto Grande 6 meses, los aportes a Palmar y salto 2 meses y el costo marginal de Argentina 1 mes.

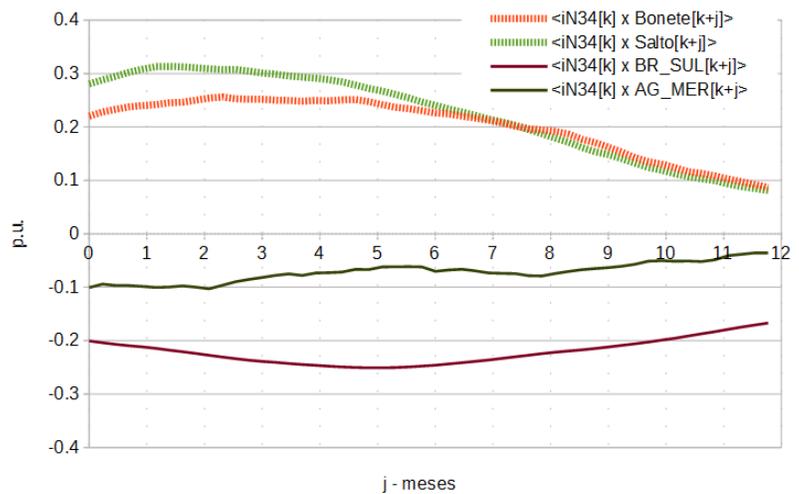


Fig. 6: Correlaciones cruzadas con la serie iN34.

La Fig.6 muestra las correlaciones cruzadas de la serie iN34 con las demás series para diferentes meses de desfase. Como se puede apreciar, existe una correlación positiva entre los aportes a las represas de Uruguay y el índice iN34 con una permanencia en el tiempo importante manteniéndose una coeficiente de por lo menos 0.2 hasta los seis meses y 0.1 hasta el año. Los costos marginales de Brasil SUR y Argentina evidencian una correlación negativa respecto del índice iN34 (coherente con la correlación positiva respecto de las lluvias) siendo claramente mayor la correlación de Brasil que la de Argentina.

Con las series temporales de los aportes hidráulicos a las represas de Uruguay de 1909 a 2016 y de los CMOs de Argentina y Brasil simuladas con las crónicas hidrológicas de ambos sistemas desde 1943 y 1931 respectivamente, se sintetizó un modelo CEGH [4] para usar en la simulación del sistema con la plataforma SimSEE [5]

## 7. Análisis de caso – resultados.

Sin duda que lo realmente importante es avanzar en un modelo/esquema que permita aumentar el nivel de integración en forma robusta y que las evaluaciones de los potenciales beneficios de poco sirven si no se verifican. Igualmente, vale la pena presentar las estimaciones realizadas en base a simulaciones. Se modeló el sistema uruguayo, con interconexiones con el modelo MIG con Argentina y Brasil. Se supuso en forma conservadora que los intercambios se limitan a 300 MW tanto con Argentina como con Brasil.

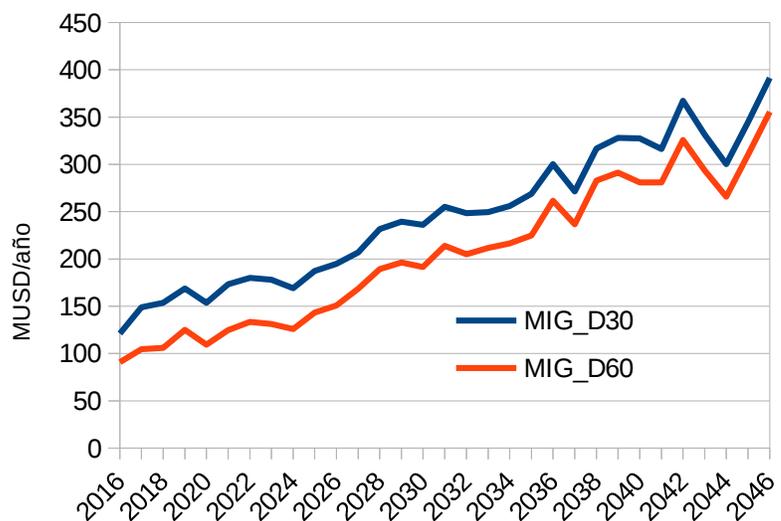
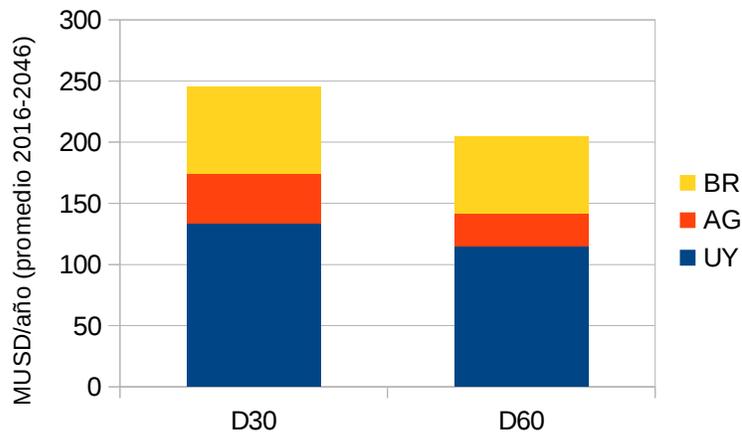


Fig. 7: Beneficios MIG con DE= 30 USD/MWh y DE = 60 USD/MWh

En los parámetros del modelo, se consideraron dos valores del Delta Extracción (DE) de 30 USD/MWh y 60 USD/MWh.

Se identificó el beneficio de Uruguay (ya sea por reducción de costos en importaciones como por ingresos en exportaciones) y los beneficios de Argentina y Brasil por los mismos conceptos.

La Fig.7 resume los resultados globales (suma de Uruguay+Brasil+Argentina) como se puede apreciar los beneficios son crecientes en el tiempo mostrando claramente que la incorporación de renovables en los sistemas tiende a que las interconexiones sean más rentables al permitir usar los eventuales excedentes de una región en otra. Este aumento está asociado también a que se parte de un precio del barril de petróleo del orden de los 50 USD/bbl precio que a futuro se estima mayor.



La Fig. 8 muestra la distribución de beneficios y se puede verificar que en forma aproximada, la suma de los beneficios de Brasil y Argentina (de los intercambios con Uruguay) son similares a los beneficios de Uruguay lo que muestra un reparto equitativo de los beneficios de intercambio.

Como era de esperarse, en la medida en que se aumenta el Delta de Extracción (DE) se desacoplan los sistemas y por tanto el beneficio global disminuye.

Una resultado interesante de este ejercicio, es que con valore DE de 30 y 60 USD/MWh existen beneficios importantes en la interconexión y por tanto hay un margen para compensar posibles distorsiones de precios y/o distribución de ingreso entre los agentes.

Para poner en contexto de la importancia de estos beneficios para Uruguay el valor esperado de los beneficios en el escenario D30 es del orden del 17% del valor esperado del costo total de generación.

## 8. Referencias.

- [1] R. Chaer, G.Casaravilla. Un modelo flexible para la Integración electro-energética de América Latina. Proceedings of the 4th ELAEE, April 8-9, 2013 - Montevideo - Uruguay.
- [2] Projeto CIER 15 Fase II – Informe Final, 2010.
- [3] Estabelecimento das condições para determinação dos benefícios da integração elétrica entre o Brasil e o Uruguai. XII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING. May 20-23, 2012, RJ-Brasil.
- [4] R. Chaer. Fundamentos del modelado CEGH de procesos aleatorios. DOI: 10.13140/RG.2.1.4637.8081, 2015-07-01 T 19:49:29 UTC
- [5] SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica. Proyecto PDT 47/12. Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro. Technical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Number 7 - Dec. 2008