

Planificación de las inversiones de generación en Uruguay. Costo, Riesgo y Soberanía.

Ing. Eliana Cornalino, Msc. Ing. Ruben Chaer y Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla

Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República Oriental del Uruguay
y Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

*4º ELAEE - Montevideo – Uruguay
8 y 9 de Abril 2013*

1 Resumen

Este trabajo presenta el resultado de la planificación óptima de las inversiones en generación del sistema eléctrico uruguayo, conjugando las decisiones de expansión realizadas durante los años 2010, 2011 y 2012 con la proyección a futuro.

Las tecnologías para la expansión de la generación que se consideraron para este análisis fueron: Nuclear, Carbón, Ciclos Combinados y/o Turbinas de Gas a gasoil y/o Gas Natural, Eólica, Biomasa, Solar Fotovoltaica, Mini Hidráulicas, Contratos de Importación de Energía y Potencia desde los vecinos. No se consideró la posibilidad de instalar nuevos proyectos hidroeléctricos de gran porte pues no quedan en el país lugares disponibles para tales emplazamientos.

Para la optimización del plan de expansión se utilizó la plataforma SimSEE. Este trabajo es una puesta a punto del trabajo realizado en 2010 [1] con el agregado de mejoras en la herramienta de optimización [2] y actualización de las hipótesis sobre proyección de crecimiento de la demanda y de evolución de los precios futuros.

Como resultado el trabajo confirma como positivo el camino de diversificación de las fuentes de generación de electricidad con un fuerte énfasis en las energías autóctonas, mostrando que con el nivel de precios actual y con las proyecciones a futuro las mismas son las que minimizan el costo futuro esperado, además de reducir radicalmente el riesgo de exposición a los precios externos. La expansión en base a energías autóctonas como la eólica o la solar fotovoltaica es posible en Uruguay en la escala planteada dada la capacidad del sistema hidroeléctrico actual de realizar el filtrado de las variaciones inherentes a este tipo de generación.

Es de esperar que las tecnologías asociadas a Smart Grid y a la eficiencia energética nos permitan en un futuro no muy lejano a aumentar nuestra capacidad de gestionar las energías autóctonas. En el mismo sentido está la mejora en la integración regional. Si los sistemas están fuertemente interconectados y el comercio es fluido se podrá usar la red Mercosur para la gestión de los recursos autóctonos de la región. Si esto se verifica el plan

obtenido es tal que permite aprovechar el contexto, si no se verifica la operación confiable del sistema será en base a la instalación de nuevas centrales de Ciclo Combinado.

2 Introducción

La energía anual del sector eléctrico es cubierta en gran parte con generación hidroeléctrica que en Uruguay, dado el régimen de lluvias, presenta una alta volatilidad. La volatilidad es tal que expresada sobre la demanda del sector eléctrico de año 2010, la generación puede ir de cubrir el 100% de la demanda en el mejor de los años a solamente el 25% de dicha demanda en el año más seco con una distribución casi uniforme entre dichos valores. En la actualidad, la energía que no es cubierta por el sistema hidráulico, debe ser cubierta con importaciones, ya sea de energía de nuestros vecinos o de combustibles fósiles para las centrales de generación. Sumada la volatilidad de la generación hidráulica con la volatilidad de los precios de importación, hace que el país se vea expuesto a un riesgo de costos importante. Agravan esta situación el crecimiento la demanda, la tendencia al alza en valor esperado y en volatilidad de los precios internacionales de los combustibles y de las importaciones de energía.

La dependencia de las fuentes externas debe ser también objeto de un análisis desde el punto de vista de la Soberanía del país. Hasta qué punto puede aumentarse la dependencia del sector eléctrico de las importaciones desde Argentina y/o Brasil. Hasta qué punto la diversificación de fuentes externas mejora la situación. Sobre este aspecto la historia reciente nos ha mostrado que las diferentes fuentes externas están altamente correlacionadas y por lo tanto si bien la diversificación de fuentes externas es importante, no es suficiente y es necesario promover fuentes como las autóctonas que permitan el mantenimiento de la Soberanía Nacional en situaciones extremas de precios y de disponibilidad de los recursos internacionales.

El análisis realizado en este trabajo es una puesta a punto del trabajo realizado en 2010 [1] con el agregado de mejoras en la herramienta de optimización [2] y actualización de las hipótesis sobre proyección de crecimiento de la demanda y de evolución de los precios futuros. También se mejoró la representación del comercio internacional con un nuevo modelo estocástico, desarrollado en el trabajo [3], capaz de captar las correlaciones entre los costos marginales de la región sur de Brasil y las energías afluentes al sistema de generación hidroeléctrica de Uruguay. A continuación se presenta la metodología de trabajo y sus resultados.

3 Metodología y casos estudiados

Tomando como base el escenario existente en el año 2010 se evalúan cuatro posibles planes de expansión diferentes, de los cuales se analiza el costo y la seguridad de abastecimiento frente a diferentes escenarios posibles de precios internacionales de combustibles.

Los planes de expansión analizados son los siguientes:

1. Plan óptimo: expansión en base a eólica y ciclo combinado a gas natural.
2. Nuclear: expansión en base a centrales nucleares en módulos de 450 MW
3. Carbón: expansión en base a centrales de carbón en módulos de 180 MW

4. Ciclo combinado: expansión en base a centrales de ciclo combinado a gas natural, en módulos de 180 MW

El Plan óptimo es el presentado en el año 2010 como resultado de la optimización de la expansión del sistema con la información y herramientas disponibles en el momento [1].

El resto de los planes de expansión analizados se determinaron manualmente incorporando centrales para evitar la ocurrencia de falla tomando como limitante que el gradiente de inversión sea positivo, o sea que en el momento de tomar la decisión, el beneficio por la instalación de un megavatio adicional de la tecnología analizada sea mayor que el costo total de su instalación y despacho. Claramente estos planes serán de mayor costo esperado de operación futura que el correspondiente al Plan Óptimo y se presentan para analizar tanto los efectos sobre los costos como sobre los riesgos de diferentes apartamientos respecto del óptimo.

3.1 Escenario de partida

El escenario de partida considerado es el que se presenta en la Tabla 1. Los costos variables considerados para todas las centrales, en el escenario base y en todos los planes de expansión corresponden a un precio del petróleo de 113 dólares por barril Brent. Se ha supuesto igual evolución en el tiempo de los precios del petróleo, el gas natural y el carbón.

Central	Potencia (MW)	Fecha de baja	CV
5° unidad CB	75	ene-21	208.9
6° unidad CB	120	ene-21	214.1
CTR	200	-	322.2
Gdis	32	-	1
Motores	80	-	172.2
FTI-GO	288	-	262.2
SalaBCB	48	jun-15	275.9
Baygorria	108	-	0
Bonete	155.2	-	0
Palmar	333	-	0
SG	945	-	0
ExpoArg	-2000	-	10
Riv_Liv	-70	-	Spot postizado
Eolica	40	-	0

Tabla 1 – Centrales consideradas en el escenario base

Todos los planes de expansión considerados tienen en común, además del escenario base, la incorporación de 226 MW de potencia eólica, de los cuales 150 MW fueron el resultado de la primera licitación de eólica de gran porte realizada por UTE en el 2010, para instalarse en los años 2013 y 2014, la incorporación de 280 MW de Biomasa (Biomasa y Gen. Dis) y las configuraciones de los intercambios internacionales señalados en la Tabla 2.

Central	Potencia (MW)	Fecha de alta	Fecha de baja	CV	PpPot	PpEner
Eiomasa auto.	90	may-13	-	1	40	55
	180	may-14	-			
Eiomasa conv.	10	may-13	-	56	50	-
	20	may-14	-			
Gen Dis	48	may-11	-	1	-	90
	64	sep-11	-			
	80	dic-11	-			
ImpArg	100	ene-12	-	250	-	-
		ene-13	-	300	-	-
Conv500	+/-500	nov-13	-	Spot postizado+ 100 (peaje)	-	-
Eolica_0	42	may-11	-	0	-	82.3
	76	sep-13	-			
Eolica_1	50	dic-13	-			
	150	may-14	-			

Tabla 2 – Incorporación de centrales común a todos los planes evaluados

3.2 Plan óptimo

La configuración del plan óptimo incluye la incorporación de eólica, centrales de ciclo combinado y la reconversión de las centrales a gas oil a gas natural, de acuerdo a lo detallado en la Tabla 3.

Central	Potencia (MW)	Fecha de alta	Fecha de baja	CV	PpPot	PpEner
PTI - GN	288	ene-14	-	173.4	-	-
CCsín combinar	336	may-13	ene-14	262.2	-	-
CC	360	ene-14	-	177.6	17.56	-
	540	may-15	-	103.96		-
CC-2	180	may-28	-			-
	360	may-32	-			-
	540	may-35	-	-		
Eolica_2	50	dic-13	-	0	-	65
	190	may-14	-			
Eolica_plan	200	dic-13	-			
	640	may-14	-			
	780	may-15	-			
	840	may-16	-			
	1040	may-18	-			
	1160	may-19	-			
	1464	ene-20	-			
	1810	may-22	-			
	2310	may-23	-			
	2496	may-24	-			
	2756	may-25	-			
	3000	may-26	-			
	3136	may-27	-			
	3276	may-28	-			
	3424	may-29	-			
	3578	may-30	-			
	3738	may-31	-			
3906	may-32	-				
4082	may-33	-				
4266	may-34	-				
4458	may-35	-				

Tabla 3 – Centrales consideradas en el Plan Optimo

En cuanto a la incorporación de energía eólica es importante destacar que mientras que el Plan Óptimo Plantea una incorporación masiva que en el año 2015 alcanzaría los 1200 MW aproximadamente, y continúa a gran ritmo durante todo el período analizado, el resto de los planes analizados finalizan su expansión eólica en el año 2015 con los 226 MW correspondientes al escenario base.

Con esta expansión planificada el valor esperado del costo medio por megavatio hora de abastecimiento del sistema es de aproximadamente 60 dólares y con 95% de probabilidad no superará los 80 dólares, tal como se observa en la Figura 1.

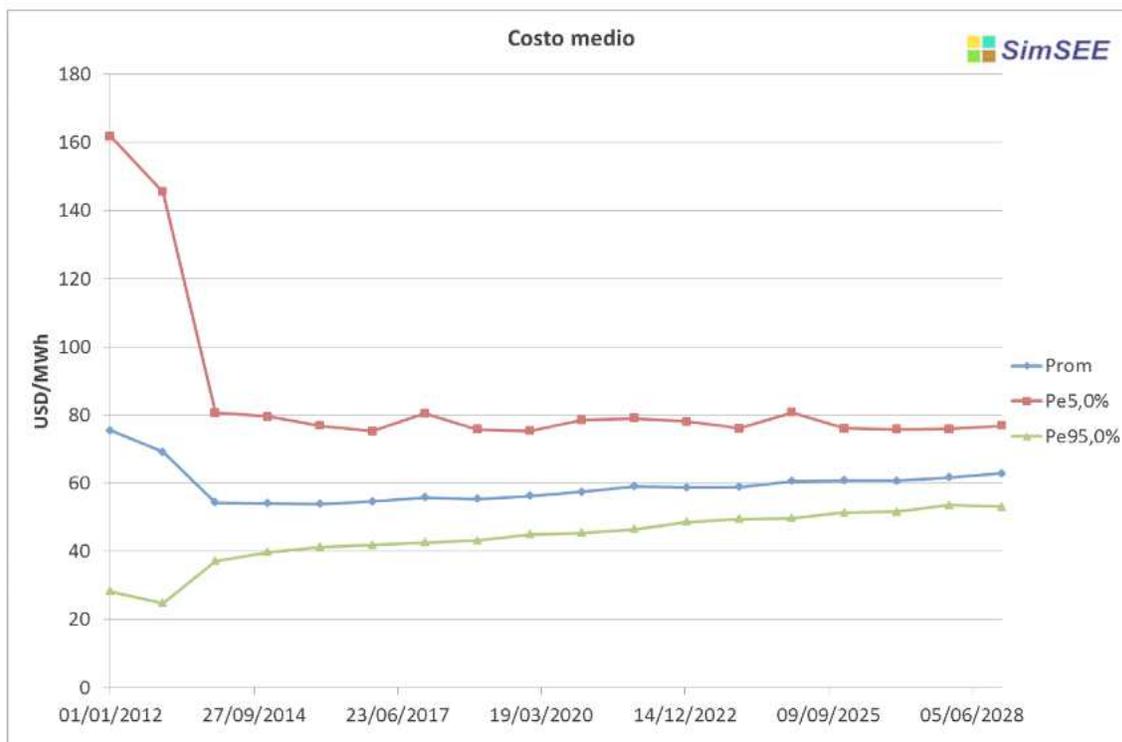


Figura 1. Plan óptimo: Costo medio a nivel de generación.

La composición de la generación por fuente se muestra en la Figura 2, donde se observa que el despacho se realiza casi en su totalidad con Hidráulica, Eólica y Biomasa. Considerando el acumulado de energía generado en el período 2015-2030 para el promedio de las crónicas simuladas, la generación con gas natural representa en el entorno de un 13% del total generado con fuentes autóctonas, mientras que la generación con fuel oil y gas oil representa un porcentaje despreciable.

A nivel de las herramientas de simulación utilizadas, el sistema eléctrico sería perfectamente operable con los niveles de incorporación de energías renovables planteados, será durante los próximos cinco años, que la operación real del sistema permitirá validar con confianza la posibilidad de alcanzar estas metas. En caso de detectarse que es necesaria la incorporación de mayor potencia flexible en el sistema se tendrá la opción de incorporar más centrales de ciclo combinado a gas natural.

Respecto al intercambio de energía por las interconexiones se observa un comportamiento estacional bastante marcado con importaciones de energía concentradas durante los meses de verano y otoño y exportaciones concentradas durante la primavera. Se observa que el intercambio neto anual de energía es relativamente bajo.

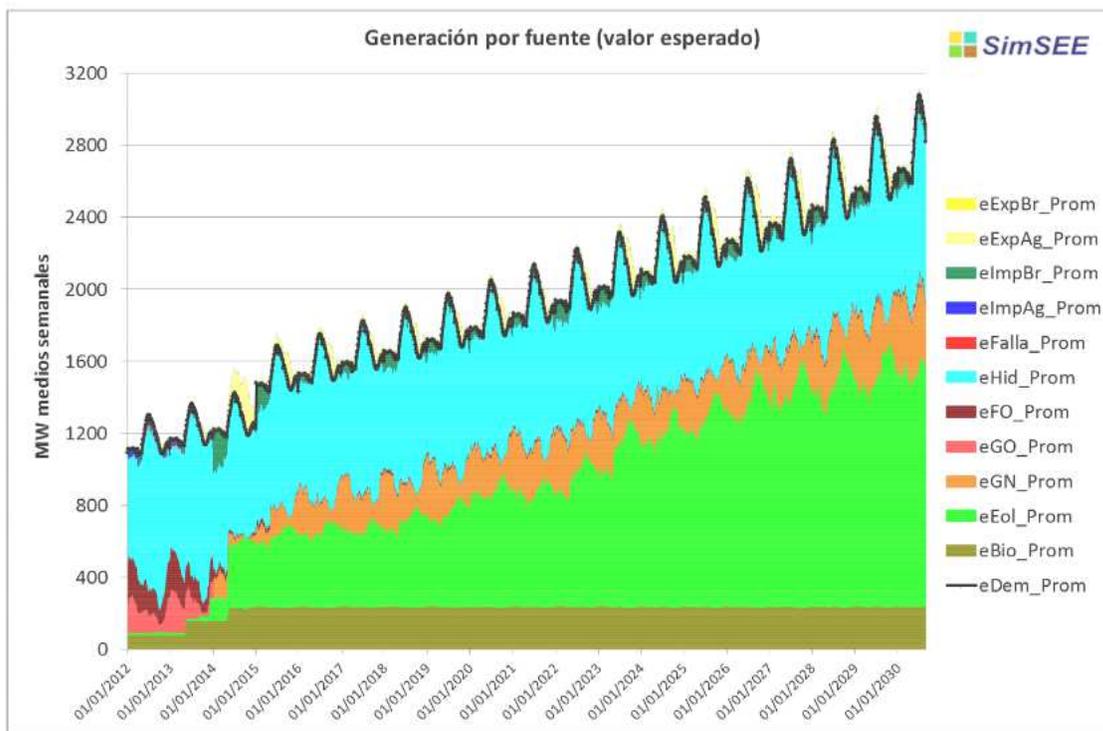


Figura 2. Plan óptimo: Generación por fuente

3.3 Plan Ciclo Combinado

La expansión con Ciclos Combinados de gas natural se realizó en base a centrales de 180 MW, modeladas como centrales sin mínimo técnico y sin limitaciones de encendido y apagado, incorporadas de acuerdo a lo detallado en la Tabla 4.

El pago por potencia disponible considerado es de 17,56 USD/MW para representar el costo de inversión en la central de aproximadamente 1200 USD/MW. No se considera costo de la regasificadora por entender que la introducción del gas natural en el país es necesaria también para el abastecimiento del consumo no-eléctrico. Para el caso del carbón si se considera el costo de la construcción de un puerto carbonero.

Central	Potencia (MW)	Fecha de alta	Fecha de baja	CV	PpPot	PpEner
PTI - GN	288	ene-14	-	173.4	-	-
CC sin combinar	336	may-13	ene-14	262.2	-	-
CC	360	ene-14	-	177.6	17.56	-
	540	may-15	-	103.96		
	720	may-17	-			
	900	may-18	-			
	1080	may-20	-			
	1260	may-21	-			
	1440	may-22	-			
	1620	may-24	-			
	1800	may-26	-			
	1980	may-28	-			
2160	may-30	-				

Tabla 4. Centrales consideradas en el Plan Ciclo Combinado

El costo de abastecimiento promedio de esta expansión va desde los 60 a los 84 USD/MWh como se ve en la Figura 3. La dispersión de los costos resultantes de las distintas realizaciones es mayor que en el caso del Plan Optimo debido a la menor proporción de centrales de costo fijo, como es el caso de las centrales eólicas.

La gran dependencia del costo del gas natural hace que se espere un costo creciente en el tiempo.

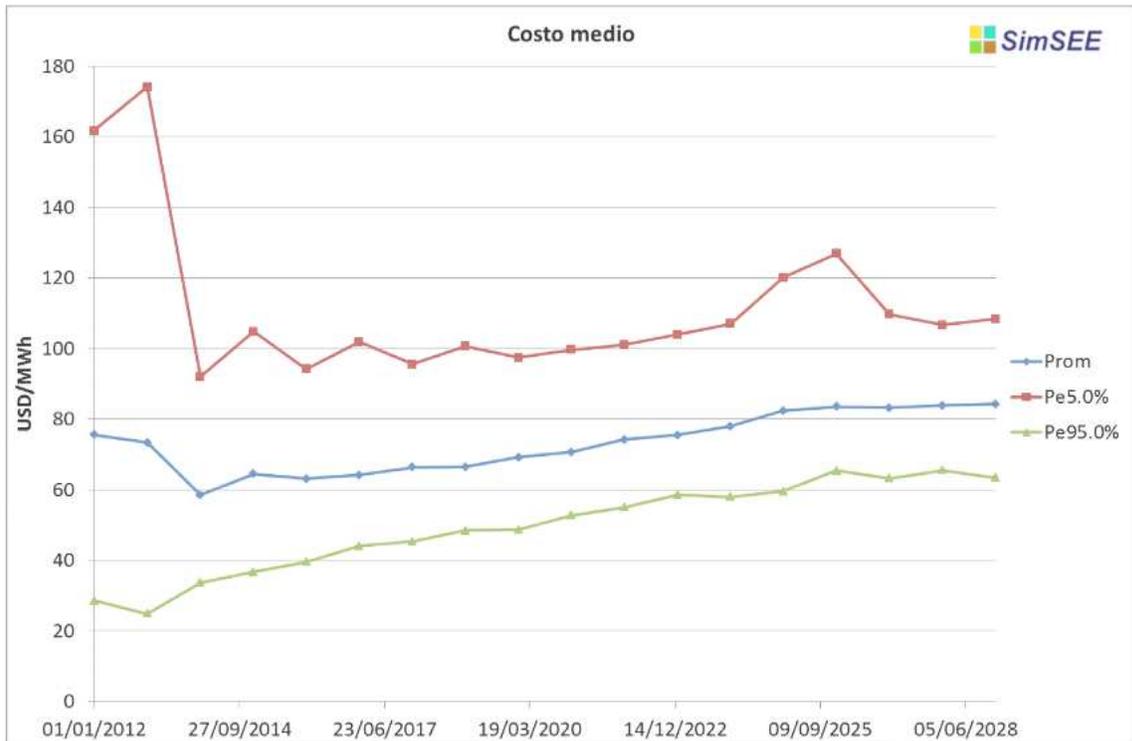


Figura 3. Plan Ciclo Combinado: Costo medio a nivel de generación.

El análisis de la generación por fuente muestra que el sistema recurre durante los meses de verano y otoño a la importación de energía para cubrir la demanda, representado esto un 5% de la demanda en el acumulado 2015-2030, en promedio.

Excepto por la pequeña fracción de potencia eólica y de biomasa autodespachada el sistema es totalmente gestionable en este caso por lo que se descartan problemas vinculados a la operación en tiempo real.

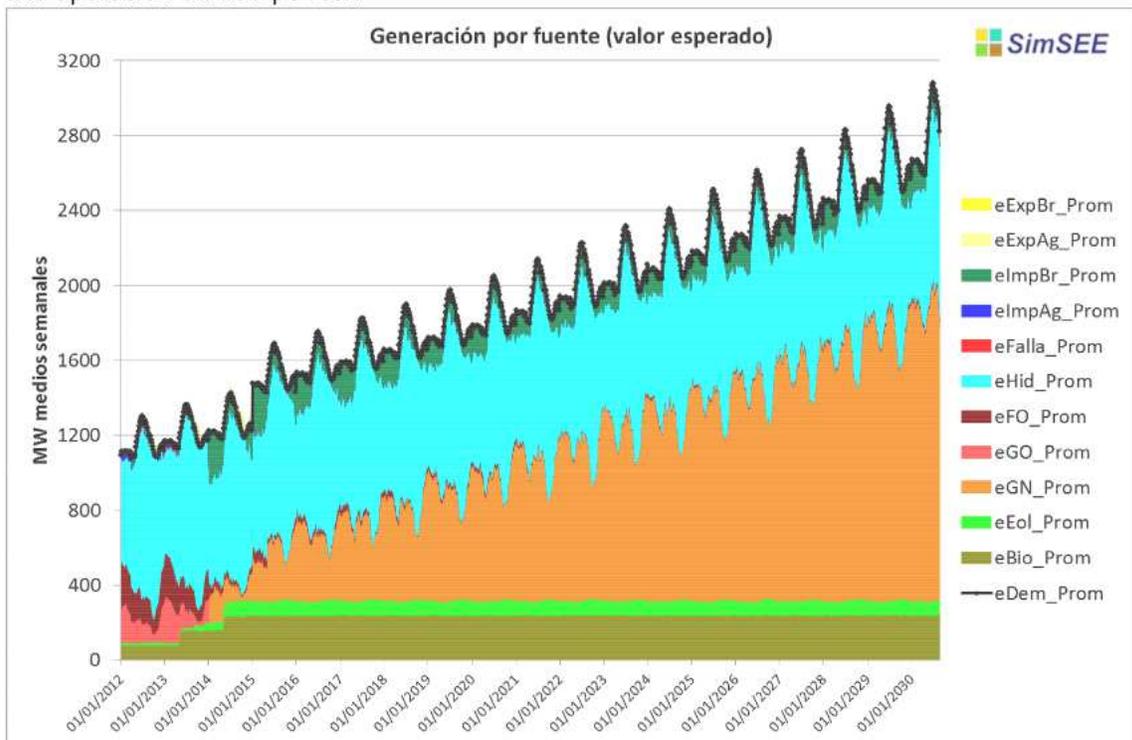


Figura 4. Plan Ciclo Combinado: Generación por fuente

3.4 Plan Nuclear

Se supusieron centrales de 450 MW, con potencia mínima técnica de 400 MW cuyo encendido o apagado se resuelve en cada paso de tiempo (una semana). El costo variable considerado para el despacho es nulo pues no se trata de centrales gestionables si no que por su gran inercia de funcionamiento deben ser siempre centrales de base. El pago por potencia disponible considerado es de 120,16 USD/MW-h para representar el costo de inversión en la central de aproximadamente 7000 USD/MW. Los costos variables (combustible y O&M) se ingresaron como pagos por energía de 4,2 USD/MWh.

Central	Potencia (MW)	Fecha de alta	Fecha de baja	CV	PpPot	PpEner
PTI - GO	288	ene-14	-	262.2	-	-
Nuclear	450	may-15	-	0	120.16	4.2
	900	may-21	-			
	1350	may-26	-			
	1800	may-32	-			

Tabla 5. Centrales consideradas en el Plan Nuclear

El valor esperado del costo medio por megavatio hora de abastecimiento del sistema para el Plan Nuclear así diseñado está en el entorno de los 80 dólares, siendo a su vez la dispersión de los costos esperados mucho mayor que en el caso del Plan Optimo. Esto se debe a que en este caso el sistema es muy sensible a las posibles fallas de las centrales nucleares lo cual genera gran diferencia entre crónicas dependiendo de la suerte que se haya tenido en cada realización en este sentido.

La evolución del costo medio con el crecimiento de la demanda es levemente creciente debido a la disminución de la proporción de las fuentes de menor costo total.

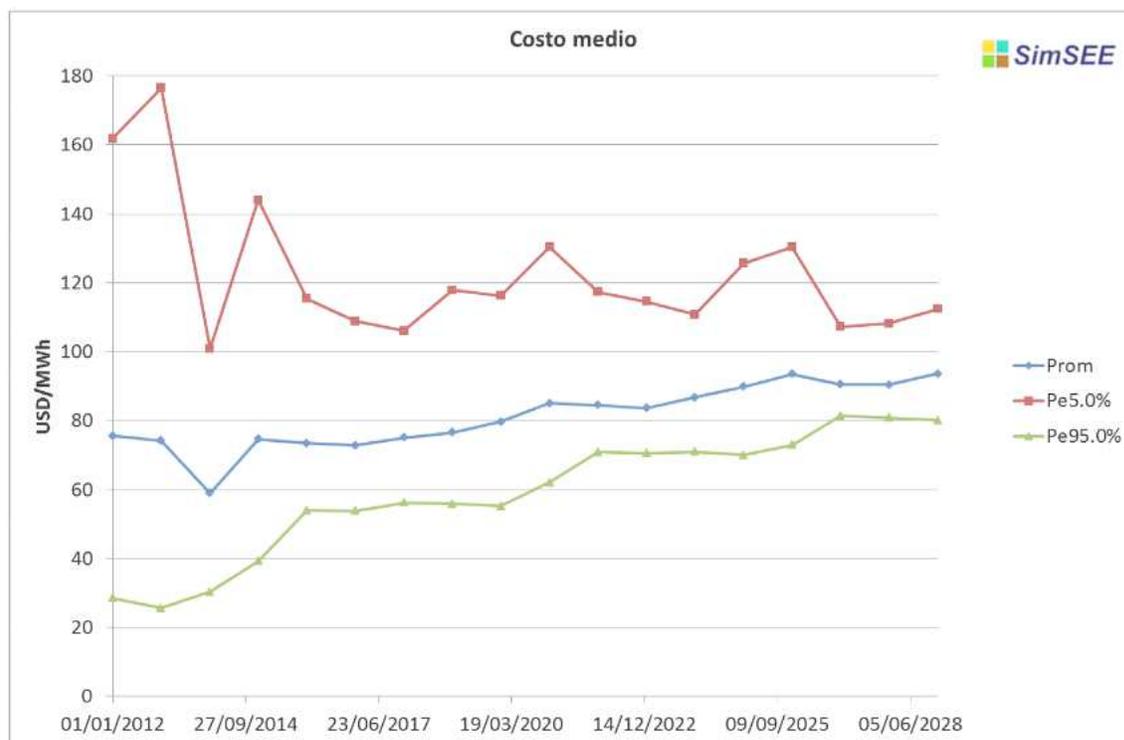


Figura 5. Plan nuclear: Costo medio a nivel de generación

El despacho por fuente realizado en este Plan muestra que el sistema requiere utilizar todos los recursos regulables para gestionar la demanda, e incluso así es inevitable la falla. Se observa un 5% de probabilidad de fallar por una potencia media semanal mayor al 1% de la demanda.

Considerando el acumulado de energía generado en el período 2015-2030 para el promedio de las crónicas simuladas, la generación Nuclear representa en el entorno del 38% de la energía demandada, el total generado con fuentes autóctonas (hidráulica, eólica y biomasa) representa un 51%, mientras que la generación con fuel oil y gas oil representan el 5% y la falla un 0,3% de la demanda. El porcentaje restante se suple con energía importada.

Desde el punto de vista de la operación del sistema, está claro que una central nuclear de gran porte salvo que se pueda confiar en una muy buena integración con los países vecinos significa un riesgo importante en cuanto a que la falla de dicha central significa una pérdida importante de potencia, que de no ser cubierta con importación por la interconexiones derivará en racionamientos de energía por el tiempo en que se demore en remediar la situación.

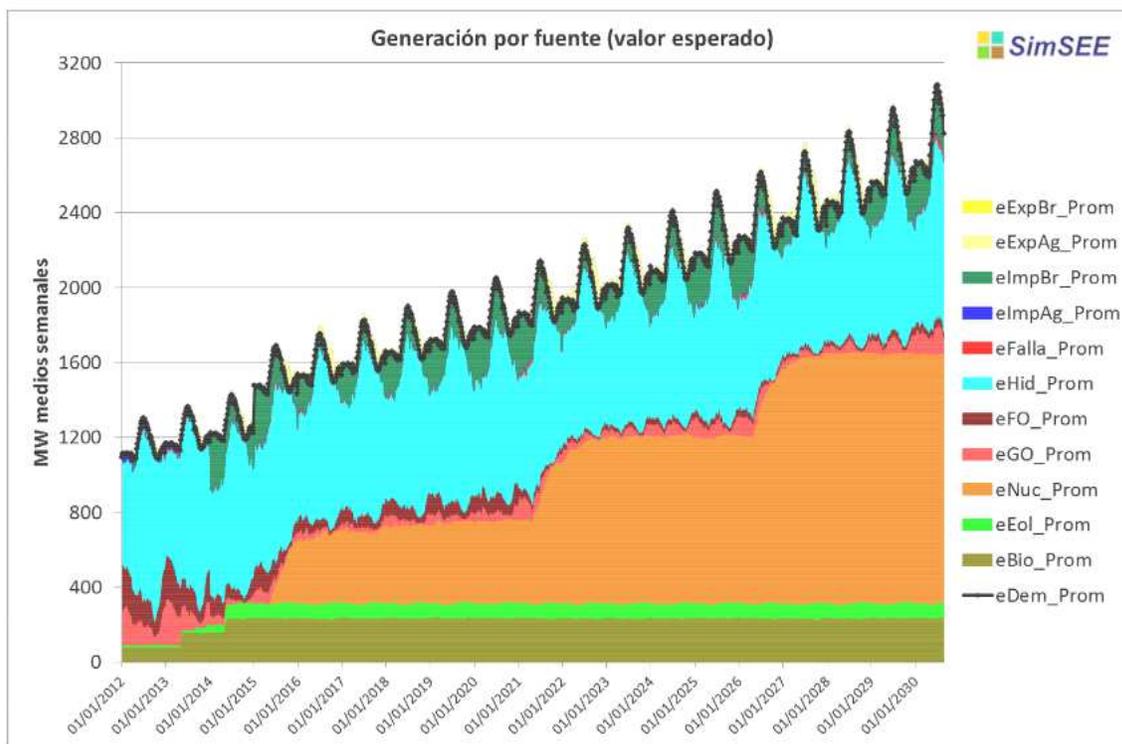


Figura 7. Plan Nuclear: Generación por fuente

3.5 Plan Carbón

La expansión con Carbón se realizó con centrales de 180 MW, con potencia mínima técnica de 100 MW cuyo encendido o apagado se resuelve en cada paso de tiempo (una semana), incorporadas de acuerdo a lo detallado en la Tabla 6.

El pago por potencia disponible considerado es de 68,66 USD/MW para representar el costo de inversión en la central de aproximadamente 4000 USD/MW, incluyendo el costo de un puerto para descarga del carbón. Los costos variables se indexaron con la fuente aleatoria del valor del petróleo.

Central	Potencia (MW)	Fecha de alta	Fecha de baja	CV	PpPot	PpEner
PTI - GO	288	ene-14	-	262.2	-	-
Carbon	540	may-15		82.3	68.66	-
	720	may-18				
	900	may-20				
	1080	may-21				
	1260	may-23				
	1440	may-24				
	1620	may-27				
	1800	may-30				

Tabla 6. Centrales consideradas en el Plan Carbón

El valor esperado del costo medio de abastecimiento del sistema con el Plan Carbón es el más alto de los evaluados, evolucionando desde los 75 a los 105 USD/MWh. Esto se debe a que si bien el costo del combustible es menor, el costo de la inversión es muy elevado.

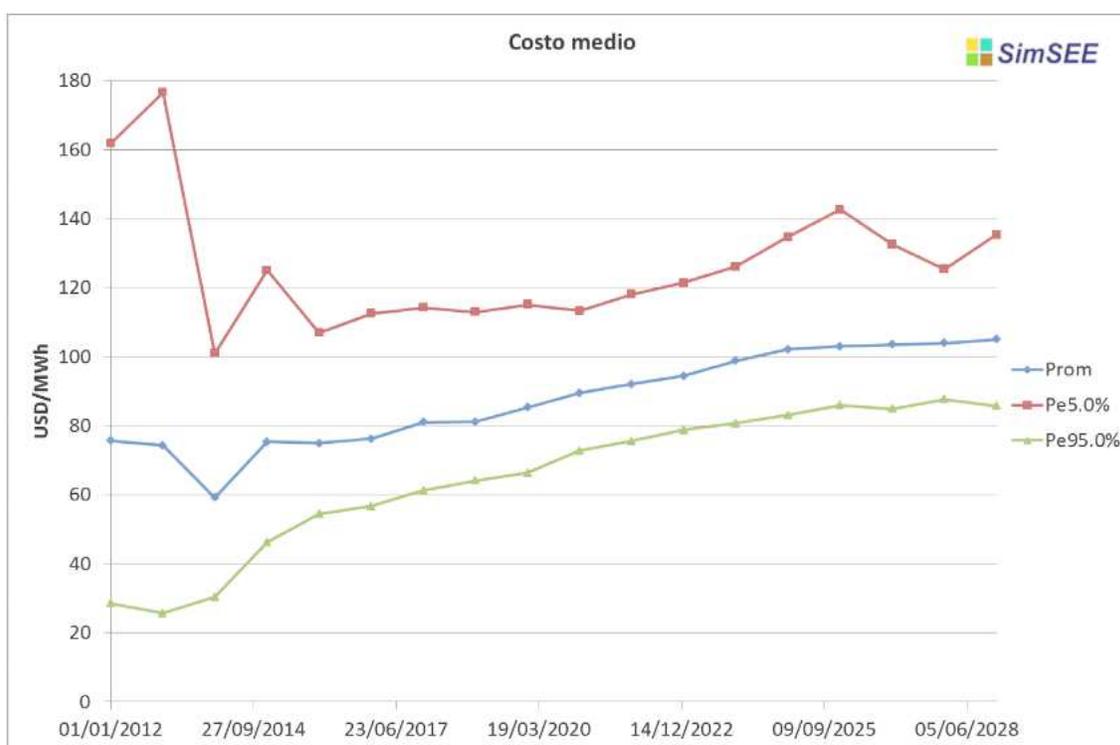


Figura 8. Plan Carbón: Costo medio a nivel de generación.

El despacho por fuente muestra un comportamiento similar a lo observado para el caso del ciclo combinado pero requiriendo en este caso más participación de las térmicas a fuel oil y gas oil debido a la menor capacidad de regulación que presentan las centrales a carbón.

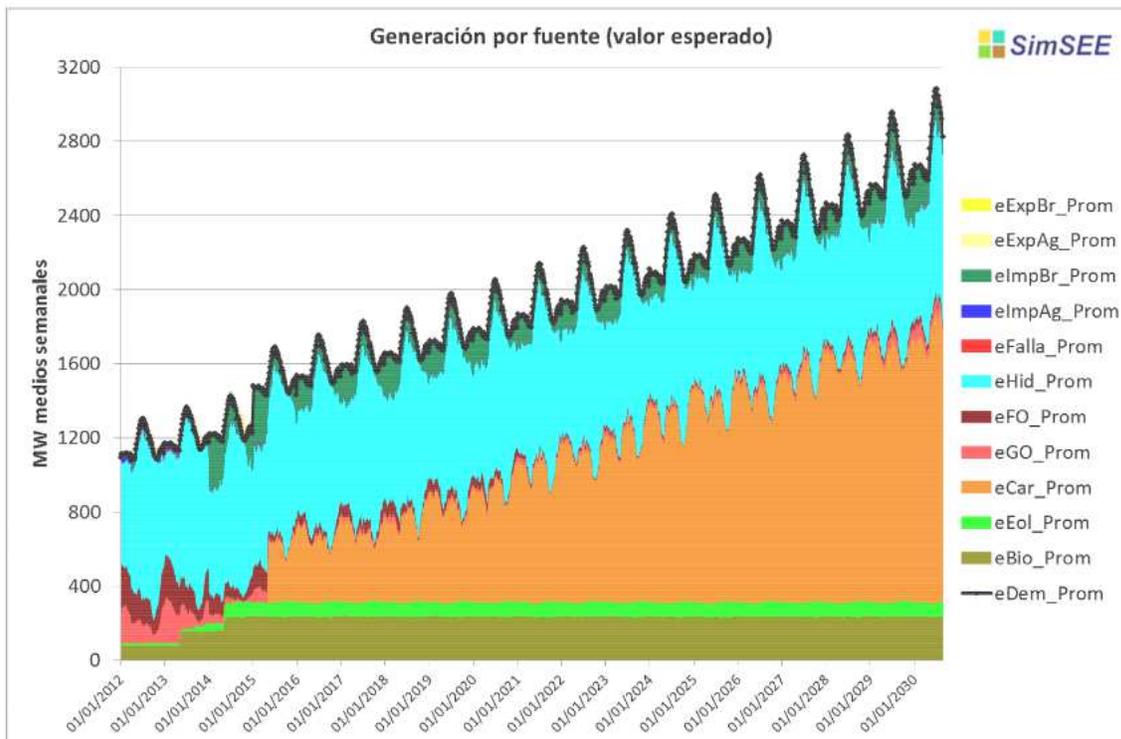


Figura 9. Plan Carbón: Generación por fuente

4 Resumen de resultados y conclusiones.

A continuación se resumen los resultados de los casos analizados en forma de conclusiones del trabajo.

El objetivo principal del sistema eléctrico es el abastecimiento de la demanda al menor costo posible y en condiciones de seguridad y calidad adecuadas.

4.1 Riesgo de abastecimiento.

Para evaluar la confiabilidad del sistema para asegurar el abastecimiento de la demanda se construyó la fig. 10a, en la que se muestra para los diferentes casos analizados el valor esperado de la energía acumulada (desde el inicio de la simulación) de los racionamientos de energía, en el conjunto de 100 realizaciones de los procesos estocásticos simulados (crónicas de roturas de máquinas, aportes hidráulicos a las represas, precios de petróleo, etc.)

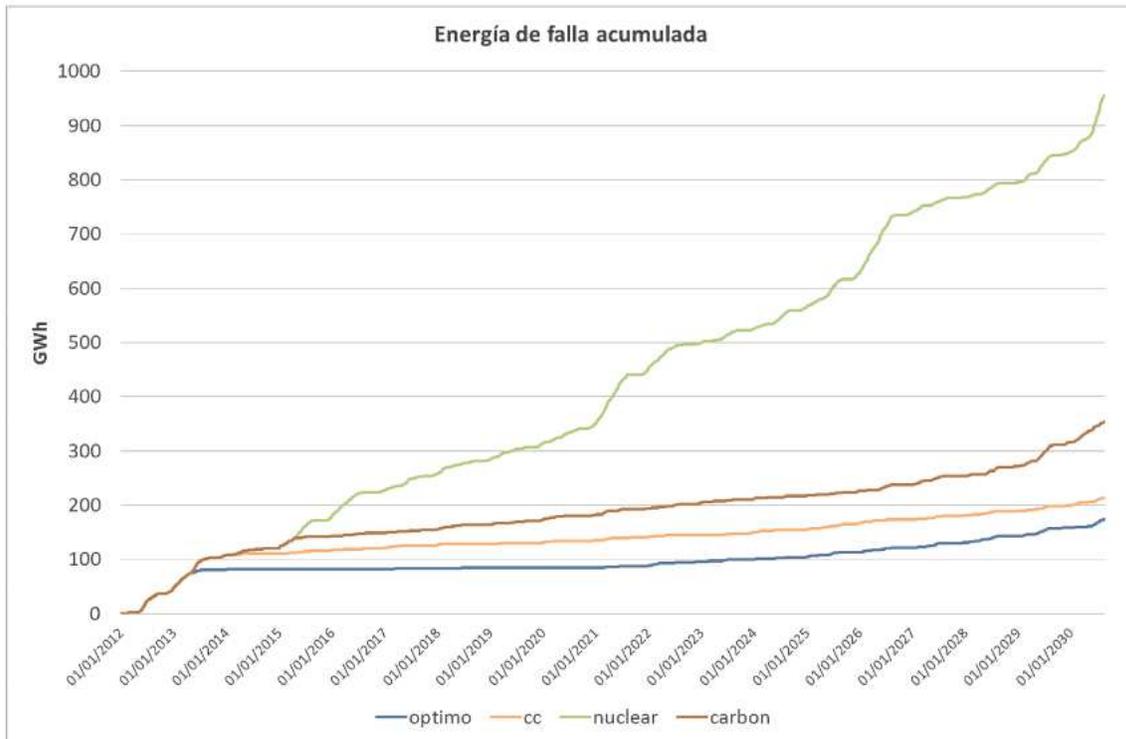


Figura 10a. Energía de falla acumulada para las 100 crónicas estocásticas simuladas.

En la figura 10a se observa que el Plan Nuclear presenta un comportamiento muy diferente al resto de los planes presentados en cuanto a la probabilidad de falla.

Más allá que se pueda complementar la expansión nuclear con pequeñas centrales térmicas de entrada rápida que atiendan las variaciones de la demanda para evitar este tipo de fallas de baja potencia, esto no soluciona el problema que se presenta frente a salidas intempestivas de máquinas que representan un porcentaje nada despreciable de la demanda. Esto reafirma la idea de que la baja versatilidad de las centrales nucleares es inmanejable en un sistema del tamaño del sistema uruguayo. Para una mejor cuantificación del riesgo asociado a los racionamientos se construyó la fig. 10b, en la que en lugar de mostrar la energía de falla acumulada en valor esperado se muestran las probabilidades de excedencia de la energía de falla para cualquier semana de la simulación expresada como porcentaje de la demanda de energía de la misma semana.

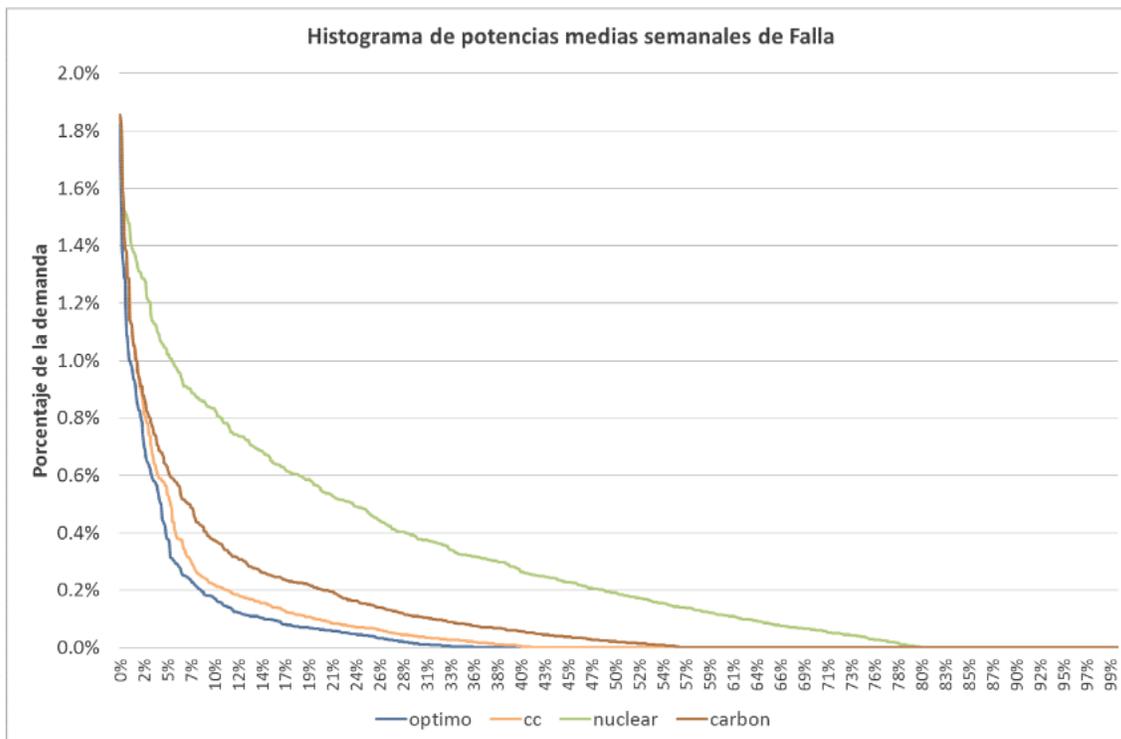


Figura 10. Energía de falla

Como se observa en la Figura 10b, existe un 5% de probabilidad de que en la configuración del Plan Nuclear se registren fallas de potencias mayores al 1% de la demanda. En los otros planes evaluados el comportamiento es similar con potencias de falla algo mayores para el Plan Carbón. Esta figura, expresa la probabilidad de excedencia en forma independiente de cualquier semana y debe ser analizada en conjunto con la fig. 10a.

4.2 Costos de abastecimiento

Desde el punto de vista de los costos los planes se ordenan de menor a mayor en Plan Optimo, Plan Ciclo Combinado, Plan Nuclear y Plan Carbón. La diferencia del Plan Optimo respecto de los demás se incrementa hacia el futuro. Esto se debe a que se mantiene una importante porción del sistema abastecido por fuentes autóctonas, las cuales tienen asociados costos fijos por contrato (eólica y biomasa) o son centrales ya amortizadas, de costo variable nulo (hidroeléctricas). Ver Figura 11.

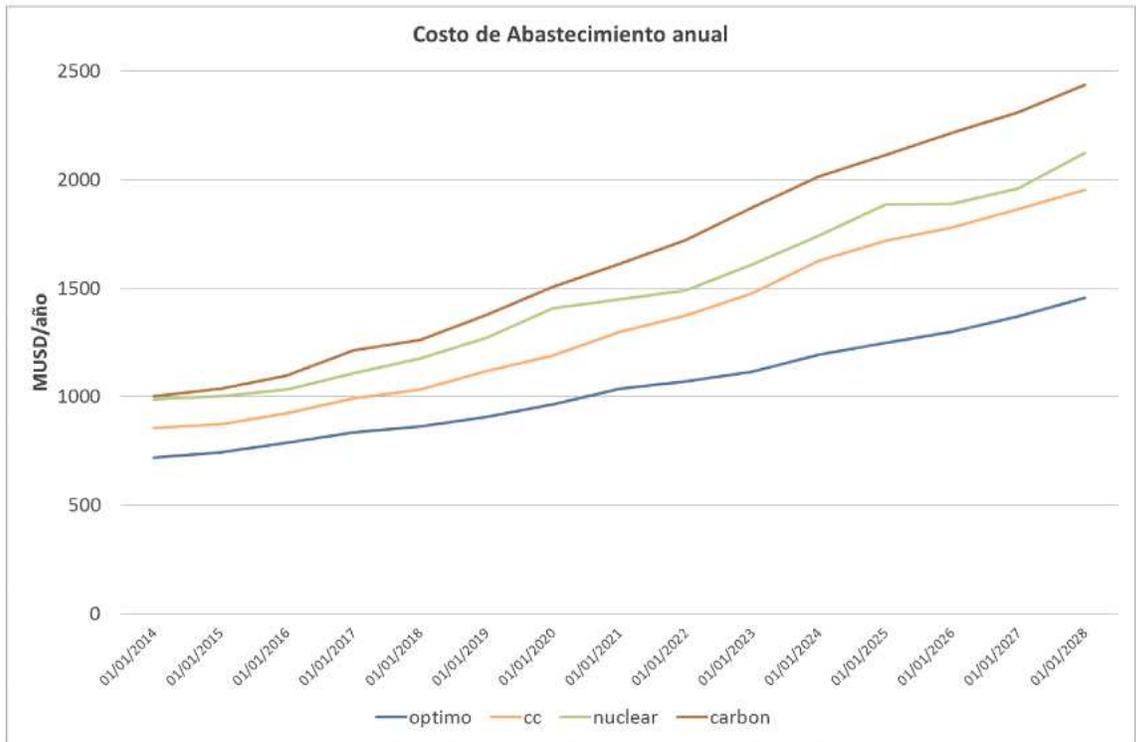


Figura 11. Comparación del costo de abastecimiento anual en valor esperado

La dispersión en torno al valor esperado de los costos también es menor para el Plan Óptimo lo cual da una mayor seguridad al abastecimiento del sistema con menor volatilidad de los costos frente a escenarios de baja hidraulicidad o de altos costos de los combustibles importados. En la Figura 12 se observan los promedios de los costos medios anuales de abastecimiento de los años 2015 a 2030 en valor esperado (rombos) y los promedios de dichos costos con probabilidad de excedencia 5% y 95% (líneas superior e inferior respectivamente).

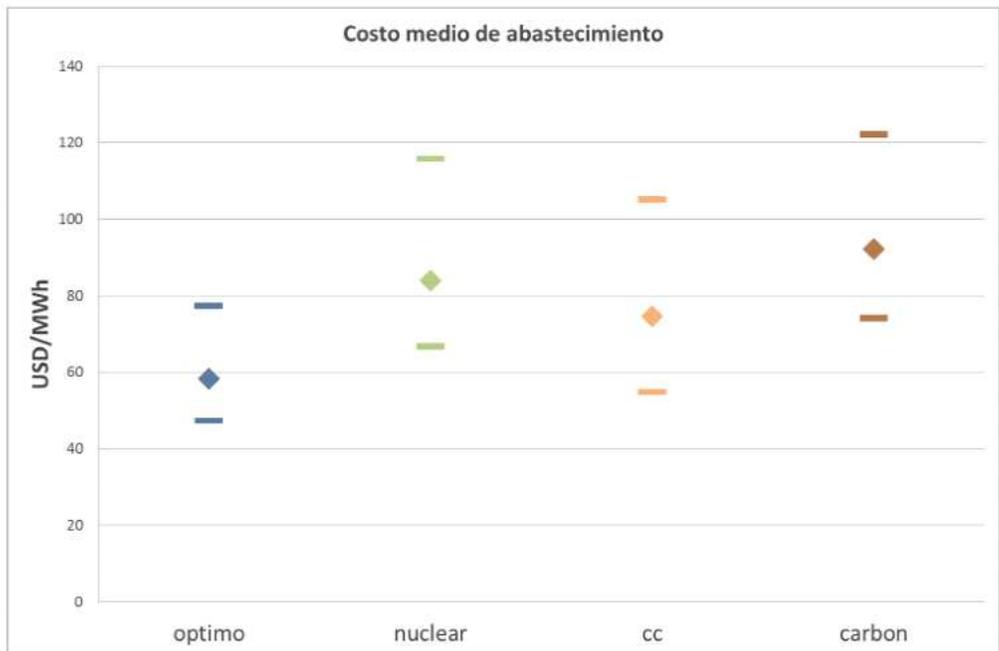


Figura 12. Promedio en el periodo 2015-2030 de los costos en valor esperado y con PE5% y PE95%

Mientras que para el Plan Óptimo se puede asegurar que con un nivel de confianza del 95% el costo de abastecimiento medio no superará los 77 USD/MWh, para el resto de los planes este nivel de confianza se tiene para costos de entre 105 y 122 USD/MWh.

4.3 Soberanía para el abastecimiento

La dependencia de los países vecinos para el abastecimiento de la demanda es una debilidad para un país pequeño como Uruguay. Basta mirar los últimos años para verificar que si bien hemos sido apoyados en momentos de crisis por nuestros vecinos, los precios pagados por la energía han dejado en evidencia la vulnerabilidad del país en ese terreno. Se considera entonces importante analizar la capacidad de los diferentes planes propuestos de funcionar en forma más o menos autónoma. Esto no significa que no se esté de acuerdo en fomentar lo más posibles el comercio internacional; solo se trata de una medida más del riesgo de abastecimiento.

Todos los planes se han modelado con la posibilidad, a partir de fines de 2013, de intercambiar hasta 570 MW con Brasil a un costo determinado por la diferencia entre el precio spot de ambos sistemas más 100 dólares de peaje y la posibilidad de exportar hasta 2000 MW a Argentina a un precio de 10 USD e importar de ese país hasta 100 MW a un costo de 300 USD. Con este modelado de las interconexiones se obtuvo el resultado mostrado en la Figura 13 donde se observan los valores acumulados de energía importada (valores mayores que cero) junto con los valores acumulados de energía exportada (valores menores que cero), en valor esperado, para todos los planes estudiados.

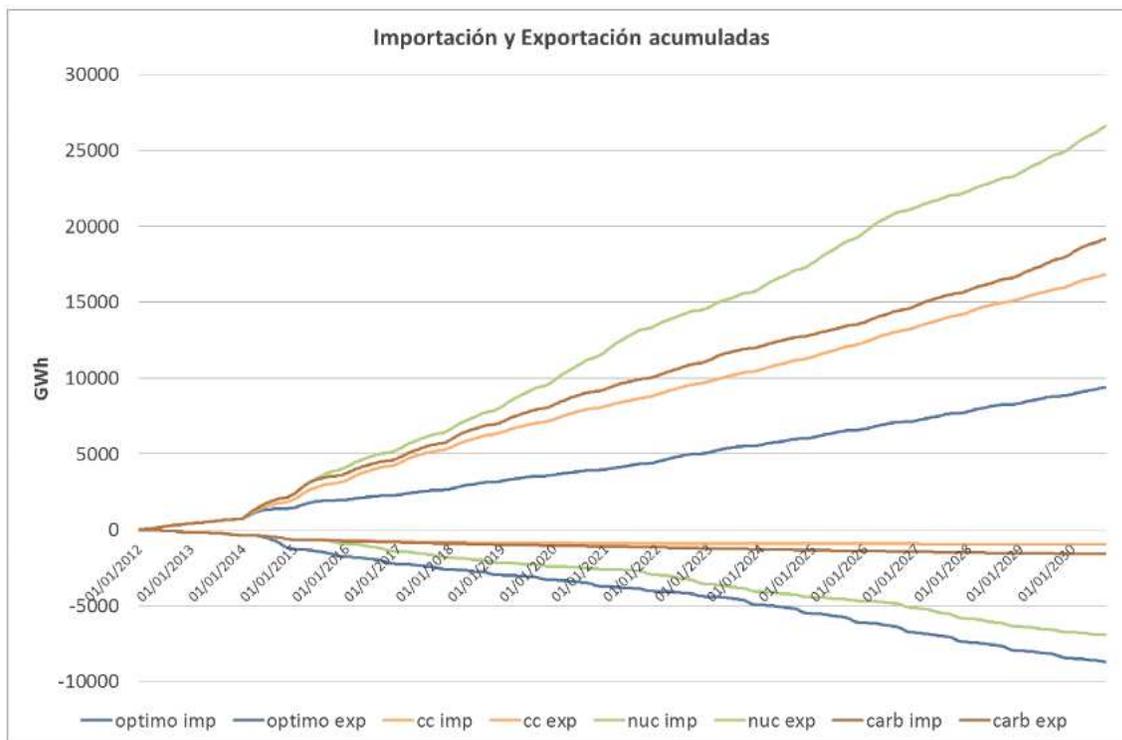


Figura 13. Energía de importación y exportación acumuladas

El Plan Óptimo es el que presenta menor necesidad de importar energía y a su vez es el mayor exportador. El Plan Nuclear, y en menor medida los planes Carbón y Ciclo Combinado son fuertemente dependientes de los países vecinos. El Plan Óptimo presenta un intercambio relativamente próximo al neutro. La fig. 14 muestra los valores esperados de la importación neta por año sin acumular.

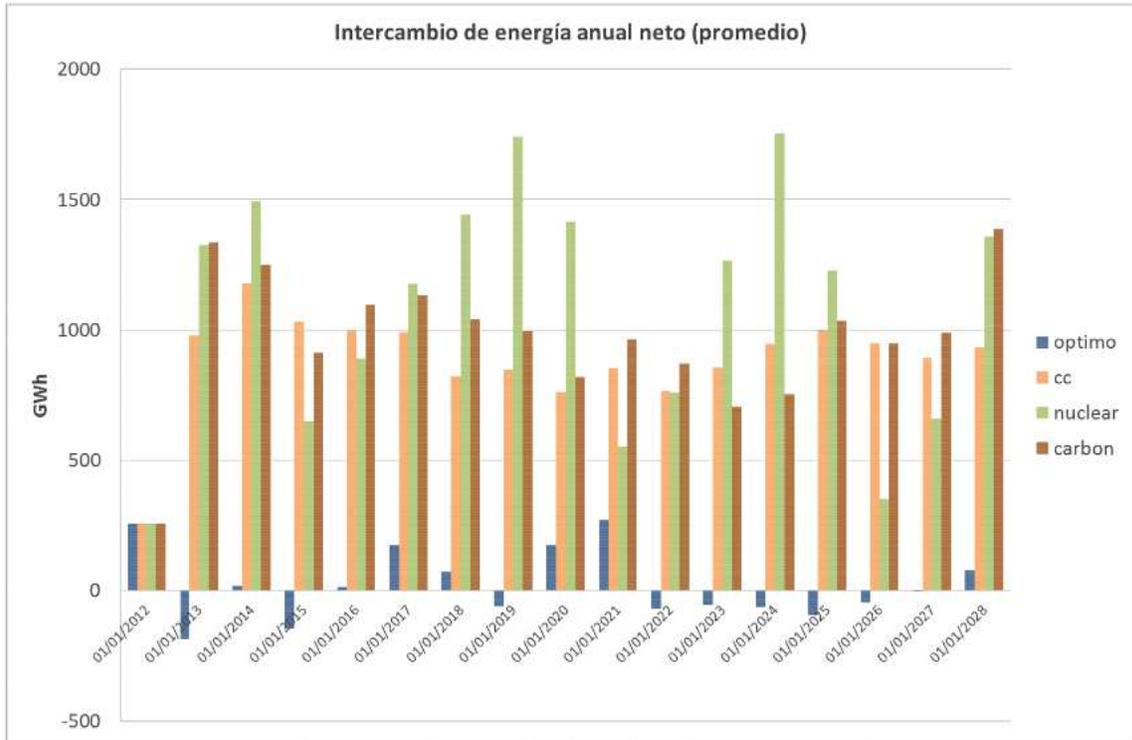


Figura 14. Energía neta anual intercambiada con los países vecinos, en valor esperado

4.4 Escenario internacional desfavorable

Se simuló para todos los casos un escenario considerando un incremento del 50% del valor esperado del barril de petróleo lo cual repercute directamente en los costos variables de las centrales que utilizan derivados de petróleo, gas natural y carbón.

La repercusión de este incremento en el precio de los combustibles representa un incremento del 17% sobre el costo medio del Plan Óptimo, un 13% para el Plan Nuclear y del orden de entre el 25% y 30% en los planes Carbón y Ciclo Combinado respectivamente.

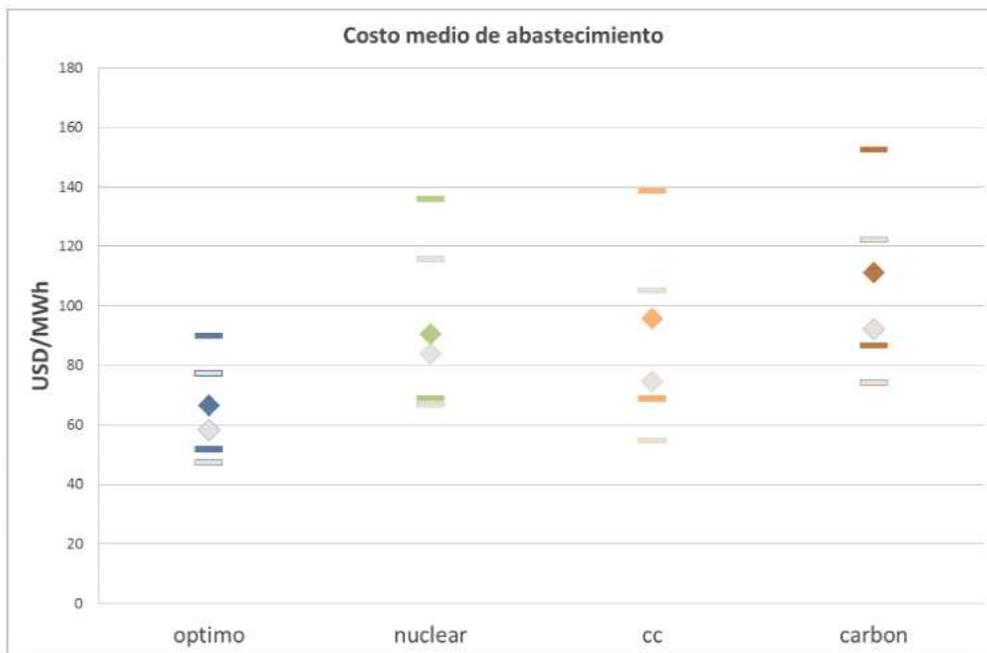


Figura 15. Costo medio comparado para barril de petróleo a 113 y barril de petróleo a 170 USD

En la Figura 15 se presentan los promedios de los costos medios anuales de abastecimiento de los años 2015 a 2030 en valor esperado (rombos) y los promedios de dichos costos con probabilidad de excedencia 5% y 95% (líneas superior e inferior respectivamente). En gris se presentan como referencia los mismos valores para el caso original, ya presentado en la Figura 12.

Particularmente en el Plan Nuclear, en que la repercusión sobre el valor esperado es la más baja ya que es el plan con menor dependencia de combustibles importados, se observa sin embargo un mayor incremento de la dispersión de los costos altos.

4.5 Conclusiones

Del análisis de las alternativas disponibles a inicio de 2010 para la planificación de la expansión de la generación del sistema de generación de energía eléctrica del Uruguay, se concluye que el camino de instalar en forma masiva generación eólica, es la estrategia correcta para un país como Uruguay que dispone de un sistema hidráulico importante y que por ello: a) está acostumbrado a manejar variabilidad en sus sistema y b) el mismo sistema hidráulico es un aliado importante para el filtrado de variabilidades como las de la eólica.

Lo señalado en cuanto a la expansión eólica se aplica también a otras energías de origen autóctono como la solar fotovoltaica, minihidráulica y biomasa que podrían complementar la expansión planteada logrando de igual modo reducir el riesgo de exposición a los precios externos.

Asimismo, queda claro que entre las opciones de instalación de potencia firme en territorio nacional para poder garantizar la demanda en períodos de sequía la opción de centrales de Ciclo Combinado utilizando gas natural es la que brinda mayor flexibilidad de uso.

Del análisis surge que hay que la central térmica debe ser pensada en el sistema uruguayo como “respaldo para los años secos” y como “potencia flexible”. Es así, que la instalación de centrales de base como pueden ser las de carbón o las nucleares resultan inadecuadas para los años de buena hidraulicidad. Adicionalmente, en años de sequía, hay que tener en cuenta que la central puede tener que trabajar todo el año y por lo tanto es mejor un ciclo combinado frente a turbinas de gas en ciclo abierto.

Es de esperar que las tecnologías asociadas a Smart Grid y a la eficiencia energética permitan en un futuro no muy lejano a aumentar la capacidad de gestionar las energías autóctonas. En el mismo sentido está la mejora en la integración regional. Si los sistemas están fuertemente interconectados y el comercio es fluido se podrá usar la red Mercosur para la gestión de los recursos autóctonos de la región. Es así que el plan obtenido es tal que permite aprovechar estas posibles mejoras futuras, si se verifican y permite también la operación confiable del sistema si estas posibles mejoras no se verifican en base a la instalación de nuevas centrales de Ciclo Combinado.

5 Referencias

- [1] Planificación de las inversiones de generación eléctrica con control de la volatilidad de los costos anuales de abastecimiento. Marisa León, Nicolás Castromán, Daniel Larrosa, Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer. Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, Zero. ELAEE 2011. Buenos Aires, Argentina - Apr. 2011
- [2] Optimización distribuida de funciones de alto costo de evaluación “OddFace”. Cáp. VI Memoria Final del proyecto ANII-FSE-2009-18 Nov. 2012 - Enzo Coppes, Federico Barreto, Carlos Tutté, Fernanda Maciel, Marcelo Forets, Eliana Cornalino, Milena Gurín Añasco, María Cristina Álvarez, Felipe Palacios, Daniel Cohn.y Ruben Chaer.
- [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.