

Simulación de Mercados de Energía

Trabajo final

Mag. Ing. Gustavo González. MBA. Ing. Ciro Mata

1 Resumen

El siguiente trabajo tiene como objetivo evaluar el impacto del ingreso de una central de generación núcleo-eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el período 2020 a 2040. La central núcleo-eléctrica se modeló como una central con costos de arranque y parada, 800 MW de potencia nominal, mínimo técnico de 700 MW y costo variable 40 USD/MWh en funcionamiento nominal y 70 USD/MWh funcionando al mínimo técnico. El impacto se medirá principalmente a través de tres indicadores: factor de uso de la central núcleo-eléctrica, evolución del costo de operación anual del sistema y vertimientos en las centrales hidroeléctricas.

Las hipótesis asumidas a los efectos del estudio supusieron básicamente las inversiones anunciadas para la próxima década (2010 a 2020), que incluyen: ampliación de interconexión con Brasil en 500 MW, instalación de una central a carbón con una potencia de 300 MW en terreno brasileño, instalación de dos parques de motores de 150 MW cada uno, instalación de energías renovables.

El estudio supuso como excluyentes los proyectos de instalación de una central núcleo-eléctrica en Uruguay y la construcción de una planta regasificadora. Esta hipótesis, la cual puede ser controvertible, dado que puede llegar a considerarse que no son necesariamente excluyentes ambos proyectos, se sustentó en tres aspectos concretos: el monto de las inversiones que requieren los proyectos, el tiempo de maduración de las inversiones, ambas inversiones buscan resolver en el mediano a largo plazo el problema de disponibilidad de centrales en la base, por lo cual no es descabellado asumir que no es altamente probable la concreción de ambos en la práctica.

La conclusión fundamental que se extrae a partir de los resultados obtenidos indica que la fecha óptima para el ingreso de una central núcleo-eléctrica de 800 MW a partir de 2020 se justifica en la medida que la construcción de ésta esté asociada a la firma de contratos regionales de compra-venta de energía eléctrica y/o que esta mayor disponibilidad de oferta eléctrica promueva fuertes inversiones electro-intensivas.

En caso de que las circunstancias anteriormente mencionadas (contratos regionales y/o fuerte aumento de demandas energo-intensivas) no se verifiquen, la fecha adecuada para la puesta en servicio de la central núcleo-eléctrica de 800 MW sería a partir del año 2035.

2 Introducción

El debate acerca de la incorporación de la energía núcleo-eléctrica en la matriz energética es un tema que periódicamente resurge en el Uruguay. Desde el punto de vista legal, la Ley 16.832 establece que está prohibida la generación de energía núcleo-eléctrica en el territorio nacional.

Sin perjuicio de esta prohibición, diversos actores de la sociedad han buscado modificar dicha norma, proceso que se ha acentuado en los últimos meses debido principalmente a dos factores cuya incidencia en los costos de operación del sistema ha sido relevante: el alza vertiginosa en el precio del petróleo en el último año (situación que se ha revertido en las últimas semanas) y la repetición de años con bajos aportes hidráulicos en el último quinquenio.

El estado del arte en lo que a la generación de energía núcleo-eléctrica refiere muestra la existencia de diversas tecnologías, algunas de ellas ya probadas comercialmente, y otras en períodos de experimentación. De las tecnologías comercialmente probadas, puede decirse en general que las potencias nominales de cada central núcleo-eléctrica están en el entorno de 600 MW en adelante, y que estas centrales no se caracterizan por tener amplia modulación a diferencia de otras tecnologías como las centrales que funcionan en base a algunos combustibles fósiles.

Dado que en el Uruguay la discusión está en una fase preliminar, el estudio no estará asociado a algún tipo de tecnología en particular, buscándose describir el comportamiento de una “central tipo”, considerando sí que debido a un tema de escala, la misma debería estar en el rango de las potencias nominales más bajas disponibles comercialmente. Por este mismo motivo, tampoco se buscará estudiar la rentabilidad de la inversión, dado que por muchas de las situaciones anteriormente descritas, es prácticamente imposible a esta altura conocer los costos reales asociados, por un lado por no estar definida la tecnología adecuada para el país, así como tampoco conocerse los costos externos en los que debería incurrirse a nivel social derivados de las peculiaridades del emprendimiento.

Es de recibo aclarar este trabajo es un estudio objetivo e imparcial. Ninguno de los autores del mismo mantiene vinculación laboral o comercial con algún proveedor de equipamiento de centrales de algún tipo, así como tampoco preferencias por algún tipo de tecnología o energético primario.

3 Hipótesis

A efectos de la realización del estudio se debieron formular hipótesis referidas a las siguientes áreas: parque generador existente y su expansión, crecimiento de la demanda y comercio internacional.

El parque generador existente se supuso inalterado respecto de la situación actual. Esta afirmación que puede parecer una obviedad, encierra en sí el hecho de no considerar la inversión en la planta regasificadora, por lo cual la central de Punta del Tigre (PTI) continuará funcionando con gas oil como fuente primaria. Esta hipótesis puede ser controvertible asumiendo que más allá de la no construcción de la planta regasificadora en Uruguay, podría disponerse de gas natural importado de Argentina para abastecer la demanda de la central PTI y en el futuro los motores.

Respecto de la expansión del parque generador, sin considerar la central nucleoelectrica cuya fecha de instalación se situó en el año 2020, se supuso un aumento en la potencia instalada en el decenio 2010 – 2020 de 800 MW compuestos por 500 MW de energías renovables (biomasa y eólica), 300 MW de motores.

En cuanto a la energía eólica, se asumió el ingreso de 75 MW equivalentes firmes desde el punto de vista energético, la mitad entrando en 2012 y la otra en 2017. Este equivalente supone la instalación real de 250 MW de generación eólica asumiendo un factor de planta complejo de 0.3. A efectos de la simulación se modelaron como máquinas térmicas con coeficiente de disponibilidad 1, dado que los parques eólicos estarán atomizados (muchos aerogeneradores de potencias entre 0.5 MW y 2 MW), y por las características del estudio (comportamiento del sistema de largo plazo) se le otorgó mayor importancia a la energía promedio que estos parques podían entregar al sistema que a la potencia.

El concepto equivalente firme desde el punto de vista energético no es igual a firmeza desde el punto de vista de la potencia, desde el punto de vista de la potencia la energía eólica tiene potencia firme nula, sin embargo, tal como se mencionara anteriormente, desde el punto de vista de la energía se puede asegurar una mínima cantidad de energía anual en función de la potencia total instalada.

El resto de la energía renovable a incorporar consistirá en la incorporación de 250 MW de biomasa divididos en dos etapas de 125 MW cada una, ubicándose la primera en el año 2012 y la segunda en el año 2018.

Por último de 300 MW de motores divididos en dos tandas de 150 MW cada una, ingresando la primera en 2010 y la segunda en 2016 con un costo variable de generación de 110 USD/MWh. Finalmente se supuso el ingreso de la una central nuclear de 800 MW en 2020.

En lo que respecta a las instalaciones existentes, se supusieron los siguientes valores de costo variable y factor de disponibilidad:

Central	Potencia (MW)	Costo variable (USD/MWh)	Factor de disponibilidad
Sala B Central Batlle	50	181	0.8
5ª Central Batlle	75	137	0.9
6ª Central Batlle	120	140	0.9
CTR	200	288	0.8
PTI	294	288	0.8

Tabla 1: Centrales existentes

En lo referido al comercio internacional, se consideró la disponibilidad de 300 MW de una central a carbón instalada en Brasil, importándose la energía generada por ésta a través de la interconexión a partir del año 2015 a un costo de 85 USD/MWh y un factor de disponibilidad de 0.9. No se modelaron otros contratos de compra o venta de energía con Argentina o Brasil.

La demanda se estimó con un crecimiento anual acumulado de 2% a lo largo de todo el período de estudio.

Desde el punto de vista de la corrida del modelo, el período de optimización abarca los años 2010 a 2050, utilizándose 10 crónicas, y el período de simulación utiliza 40 crónicas y comprende los años 2012 a 2040.

El paso de tiempo elegido fue 4 semanas.

4 Modelado de central núcleo-eléctrica

El modelado de la central debía considerar algunos aspectos inherentes a las características de las centrales nucleares disponibles comercialmente como ser: potencia nominal y modulación.

Los reactores disponibles comercialmente en la actualidad están en el entorno de 600 MW a 1200 MW de potencia nominal (no se descarta que en un futuro próximo pueda existir oferta de equipos de menor potencia nominal), y a diferencia de otras tecnologías son equipos con una alta inercia desde el punto de vista eléctrico, es decir, es aconsejable que una vez que la central núcleo-eléctrica se despacha permanezca en dicha condición por períodos prolongados. Por otra parte, es recomendable también que la potencia entregada al sistema no varíe fuera de un rango preestablecido, que en el caso de nuestro estudio se situó entre los 700 MW y los 800 MW.

La elección de un modelo de central térmica con costos de encendido y apagado, con un costo de encendido nulo y un costo de apagado equivalente al costo de operación a plena potencia durante un mes de la central núcleo-eléctrica, fue un intento de enviar una señal económica al modelo de programación dinámica estocástica que aproxime la operación del algoritmo con la operación real del sistema. Uno de los principales problemas al modelar una central con estas características, es que por motivos operativos la misma no debe salir de servicio en forma continua.

Al elegir un modelo con costo de encendido nulo no se pone una barrera al despacho de la central, la cual se supone va a tener que estar encendida el máximo de tiempo posible de modo de recuperar la inversión. Por otra parte, el suponer un costo de parada representa una barrera a la salida, dado que se deberá incurrir en un costo igual a un mes de operación de la central añadido al costo de generación de la centrales que se despachen para satisfacer la demanda cuando la central núcleo-eléctrica no está despachándose.

El costo de parada en base a estas hipótesis es aproximadamente 23 MUSD, número que se obtiene del siguiente cálculo:

$$\text{Costo de parada} = P_{\text{nominal}} * \text{Costo variable a plena potencia} * 24 * 30$$

$$\text{Costo de parada} = 800 * 40 * 24 * 30 = 23.040.000 \text{ USD}$$

En cuanto al costo variable, el modelo escogido supone que éste varía según la potencia generada, desde un valor de 70 USD/MWh funcionando al mínimo técnico a un valor de 40 USD/MWh a potencia nominal.

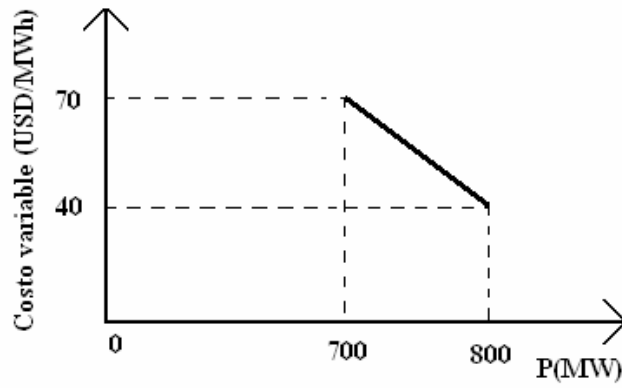
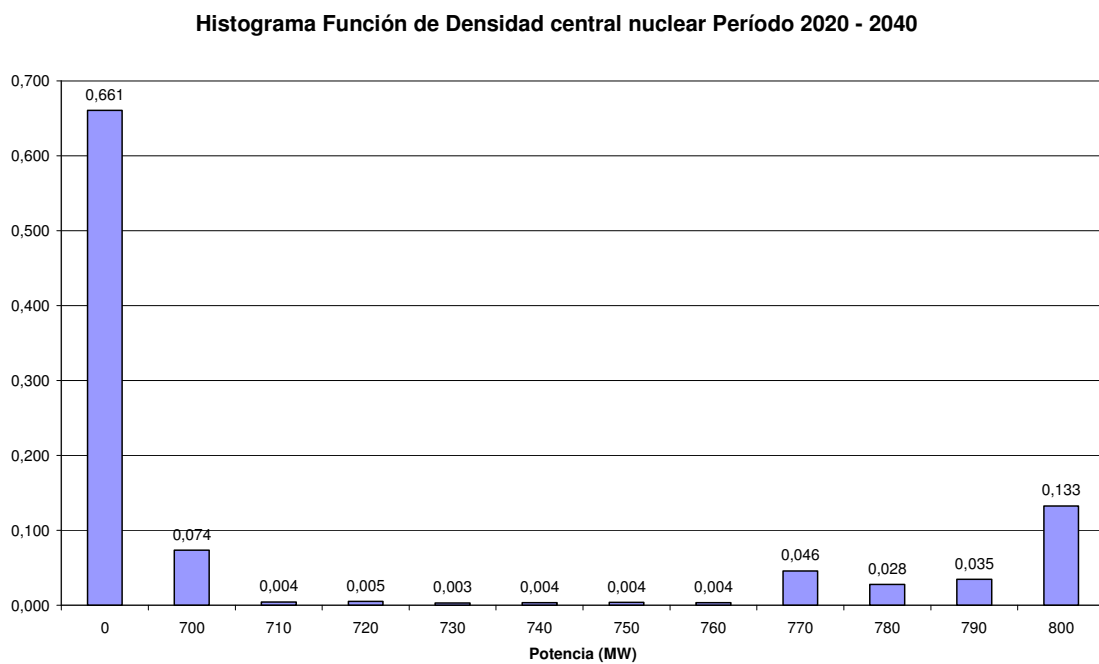


Figura 1: Costo variable de la central en función de la potencia generada

5 Resultados

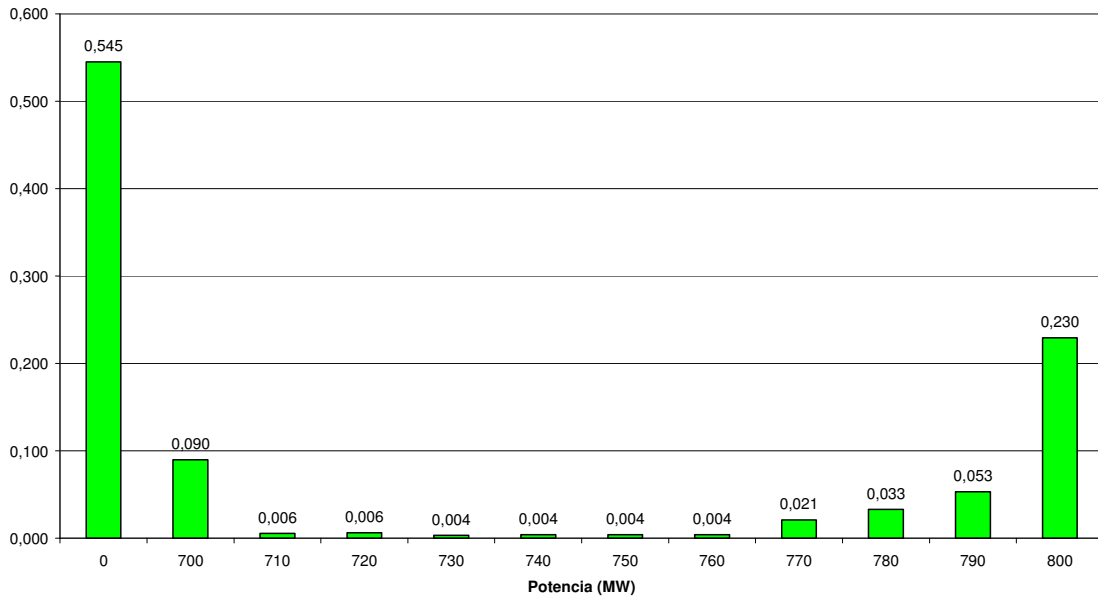
En esta sección se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los indicadores objetivo planteados originalmente. El primero y más importante a los efectos de nuestro estudio es la función de densidad de la potencia despachada por la central núcleo-eléctrica. Esta función se evaluó en tres ventanas de estudio: 2020 a 2040, 2030 a 2040 y 2035 a 2040. Esta división en segmentos solapados tiene el propósito de cuantificar en cuánto aumenta el despacho de la central en la medida que va pasando el tiempo y por ende la demanda aumenta. La información brindada por estas gráficas permite estimar un timing de ingreso óptimo de la central núcleo-eléctrica en el sistema interconectado uruguayo.

Los resultados obtenidos se representan en las Gráfica 1, Gráfica 2 y Gráfica 3:



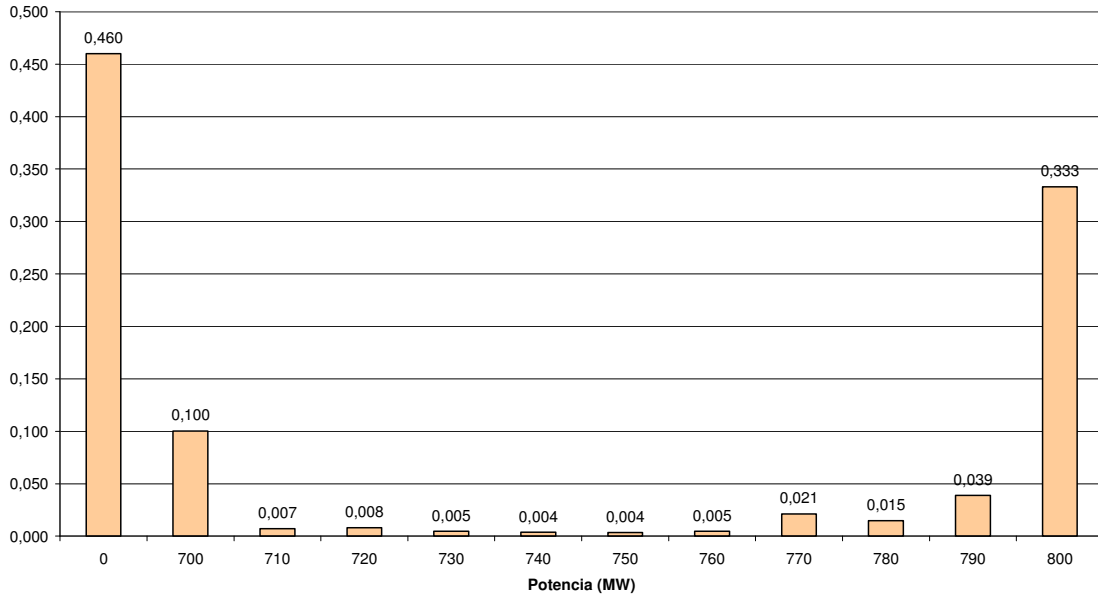
Gráfica 1: Histograma función densidad de uso de la central nuclear, período 2020 – 2040

Histograma Función de Densidad central nuclear Período 2030 - 2040



Gráfica 2: Histograma función densidad de uso de la central nuclear, período 2030 – 2040

Histograma Función de Densidad central nuclear Período 2035 - 2040



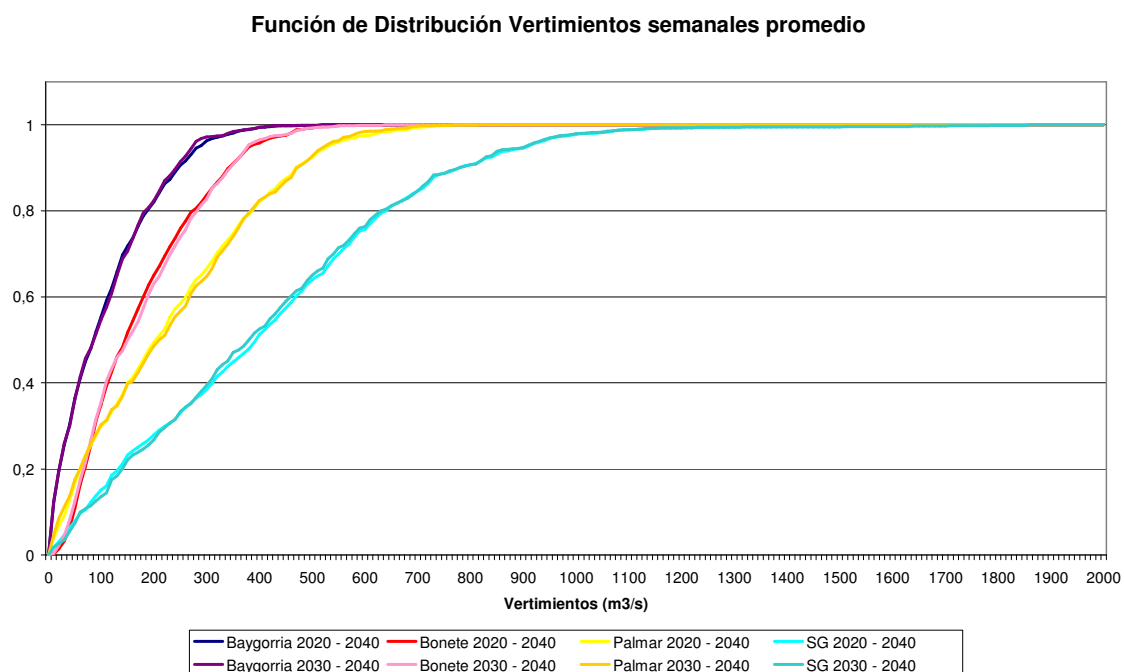
Gráfica 3: Histograma función densidad de uso de la central nuclear, período 2030 – 2040

Como puede observarse, a lo largo de todo el período de estudio, de 2020 a 2040, la central núcleo-eléctrica está sin despacharse un 66% del tiempo, estando despachada a plena potencia apenas un 13%, teniendo un factor de utilización de 32% aproximadamente.

En caso de considerarse el período comprendido entre los años 2030 a 2040, la central está sin despacharse un 55% del tiempo, funcionando a plena potencia un 23% del lapso. El factor de utilización en este caso es 44%.

Finalmente, en el último quinquenio del período de estudio la situación se revierte en el sentido que la central se despacha más de 50% del tiempo (no se despacha un 46% del tiempo), y funciona a plena potencia un 33% del tiempo, resultando un factor de utilización de 52%, es decir, en este lapso por primera vez el factor de utilización supera el 50%.

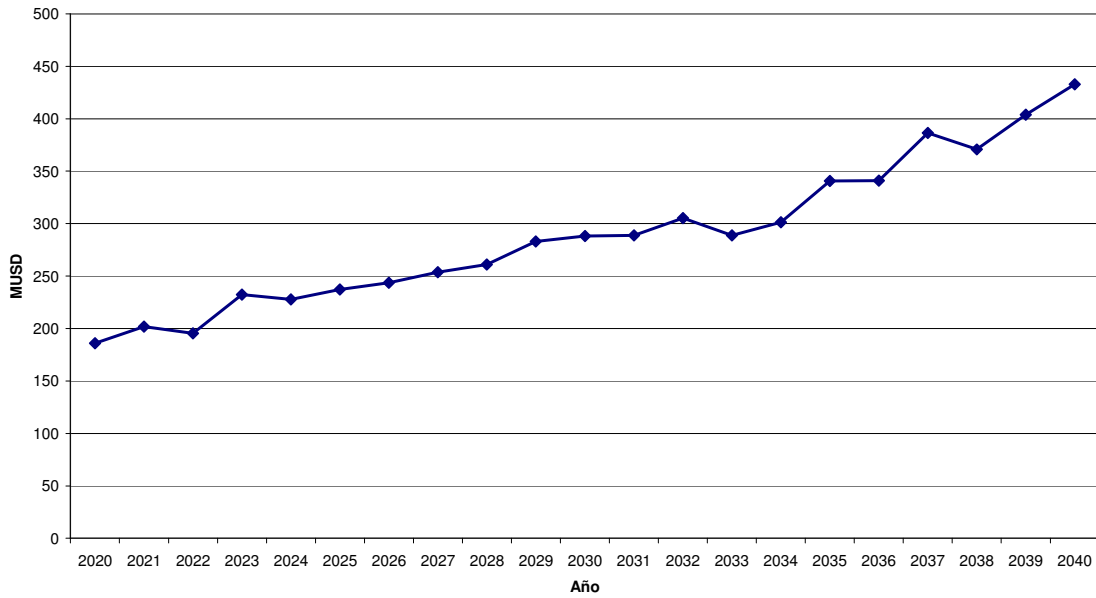
En lo referido a los vertimientos de agua en las centrales hidroeléctricas, se observa que las mismas tienen vertimientos importantes, siendo como era de esperar Salto Grande la central hidroeléctrica con mayores vertimientos y Baygorria la de menores vertimientos. En la Gráfica 4, estos valores representan la función de distribución de los vertimientos para las 40 crónicas en los períodos 2020 a 2040 y 2030 a 2040 para cada una de las centrales hidroeléctricas del sistema.



Gráfica 4: Función de distribución vertimientos

La evolución del costo esperado de operación del sistema es bastante estable, presentando una leve tendencia al alza que se incrementa en la medida que se acerca el final del período de estudio, debiéndose tener en cuenta que para el final del mismo, de acuerdo a las hipótesis asumidas, el sistema tendrá 20 años sin inversiones nuevas en generación. El costo de operación esperado está acotado en un rango de 186 MUSD a 433 MUSD, habiendo años en los cuales el mismo baja respecto del anterior, lo cual en buena medida obedece a un mayor despacho de la central nuclear, la cual tiene costos operativos inferiores a otras centrales. Pese a aumentar la demanda, el ingreso de la central nuclear por períodos más prolongados abarata los costos operativos totales.

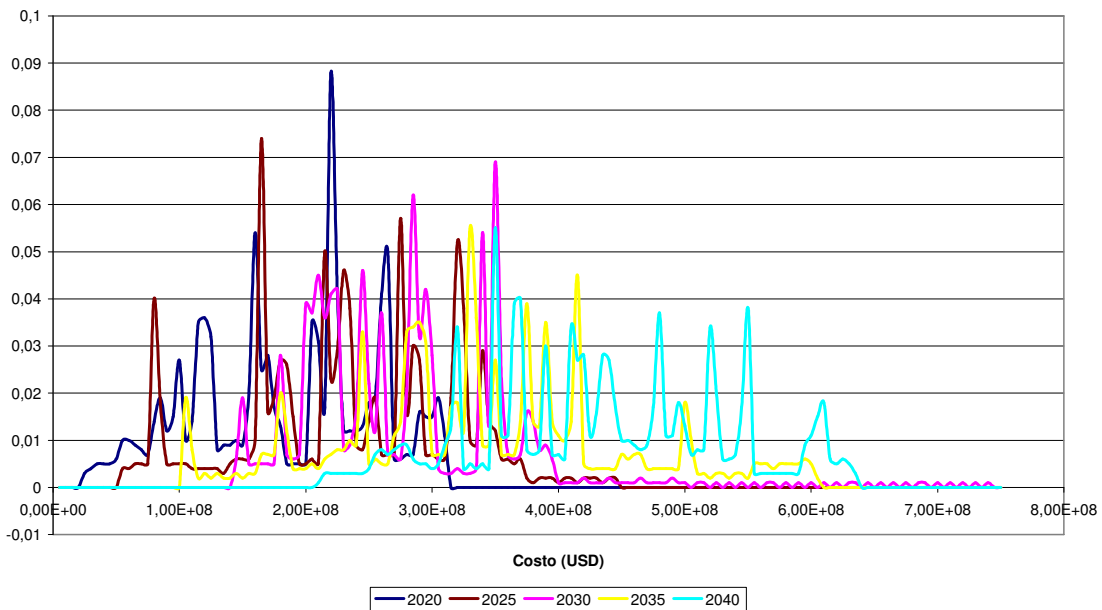
Evolución del costo esperado de operación del sistema



Gráfica 5: Evolución costo esperado

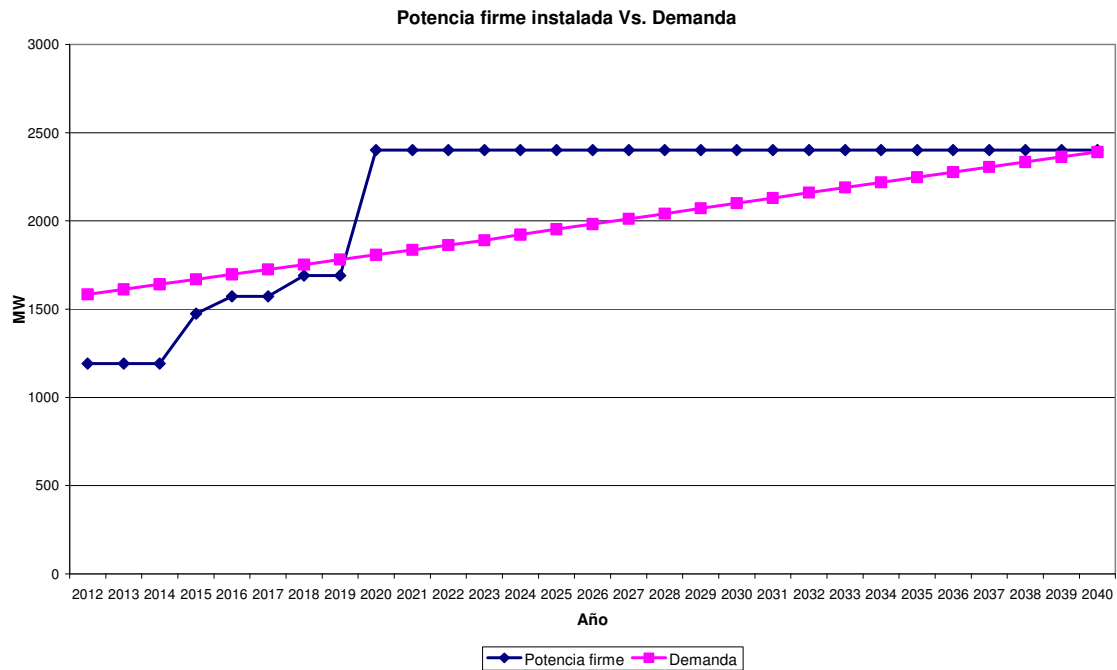
En la Gráfica 6 se representa la función de densidad de los costos de operación del sistema para los años 20, 25, 30, 35 y 40. Puede observarse claramente que en los primeros años el costo esperado es menor dado que existe una sobre inversión en generación, efecto que se va revirtiendo con el paso del tiempo.

Función de densidad de costos de operación del sistema en las crónicas simuladas



Gráfica 6: Función de densidad costos del sistema

La comparación de la potencia firme del sistema y el pico de la demanda muestra que el ingreso de la central núcleo-eléctrica permitiría volver a tener una potencia firme excedentaria desde el año 2020 hasta el año 2040. A los efectos del cálculo de la potencia firme, como se mencionara anteriormente, se consideró que la energía eólica no aporta potencia firme y a la energía nuclear se le asignó un factor de 0.95.



Gráfica 7: Potencia firme Vs. Demanda

6 Conclusiones

6.1 Respecto a las hipótesis utilizadas

Se espera una marcada influencia de éstas sobre los resultados atento a las grandes incertidumbres a futuro que deparan los precios del petróleo, el fomento a energías renovables y la evolución de la demanda, vinculados todos estos factores a la crisis financiera-económica internacional.

6.2 Sobre el impacto del ingreso de la central núcleo-eléctrica de 800 MW

Se destaca en primer término una reducción de la variabilidad de los costos medios esperados de explotación del sistema, acotado a un rango comprendido entre 186 MMUSD y 433 MMUSD. En segundo lugar en cuanto al factor de uso de la nueva central los resultados indican que en el período 2020-2040 es del 32%, en 2030-2040 es del 44% y finalmente del 2035-2040 es del 52%. A partir de la tabla siguiente, se observa la influencia del factor de uso esperado sobre el precio de la energía para rentabilizar el proyecto, de una central nuclear con costos finales de 5000 USD/kW instalado.

800 MW-Nuclear	
Energía Despachada	Costo (USD/MWh)
100%	72
95%	76
90%	80
85%	85
80%	90
75%	96
70%	103
65%	111
60%	120
55%	131
50%	144
45%	160
40%	180
35%	206
30%	240
25%	288
20%	360
15%	480
10%	720
5%	1439
Inversión (I) MMUSD	4000
Años (n)	20
Tasa (r)	10

En las hipótesis formuladas se destaca que con la explotación de la central nuclear en el período 2020-2040, con factor de uso 32%, se deberían cobrar del orden de los 240 USD/MWh para cubrir razonablemente la inversión. Si en cambio se posterga la puesta en servicio de la central para el año 2035, con factor de uso superior al 52% en el período 2035-2055, el costo de la energía será inferior a los 144 USD/MWh.

6.3 Respetto del modelo de simulación

Una central con estas características: alto mínimo técnico, potencia nominal grande, escasa capacidad de modulación y necesidad de encendido por períodos prolongados, seguramente ocasionará cambios en los criterios técnicos de explotación del sistema, lo cual no está contemplado completamente en el modelo clásico que resuelve el problema de programación dinámica estocástica. Seguramente se producirá una bifurcación entre la operación óptima que resulta de la corrida, y la explotación real del sistema. Esta situación se puede ejemplificar en situaciones como los mantenimientos programados y su influencia en los embalses, dado que seguramente el operador del sistema decida llevar los embalses a las máximas cotas antes de la salida programada de la central, de modo de cubrir el hueco dejado por la indisponibilidad transitoria de 800 MW en el sistema.

Por otra parte, la presencia de una central de 800 MW firme, seguramente modifique las políticas de uso de los embalses, dado que se podrán adoptar conductas menos aversas al riesgo en el uso del agua.

Futuros estudios que continúen esta línea de investigación pueden orientarse hacia los siguientes aspectos que no pudieron ser contemplados en este trabajo:

1. Formulación de un modelo específico de generador térmico núcleo-eléctrico
2. Reformulación del modelo incorporando nuevos criterios en la explotación derivados del ingreso de centrales con estas características
3. Realización de un estudio de similares características contemplando la hipótesis de venta regional mediante contratos de largo plazo y/o aumento de la demanda energo-intensiva
4. Estudio de la reserva fría nacional y/o regional necesaria bajo este nuevo contexto
5. Simulación para la estimación de las fechas de mantenimiento óptimo para la central núcleo-eléctrica

7 Autores

Gustavo González: Nace en Rivera en 1970. Obtiene su título de grado de Ingeniero Electricista en la Universidad de la República en 1998. Ha realizado estudios de posgrado obteniendo el diploma de Magíster en Economía y Política Energético-Ambiental de la Universidad Nacional del Comahue- Neuquén & IDEE-Fundación Bariloche-Argentina en 2004, realizando también Cursos de Regulación del Sector Eléctrico en la Universidad Pontificia de Comillas, Madrid-España.

En la actividad académica se desempeña como Profesor Técnico Área “Electromecánica y Electrónica” en el INET (Instituto Normal de Enseñanza Técnica) / ANEP (Administración Nacional de Educación Pública). Es miembro electo del Claustro de la Facultad de Ingeniería, por el orden egresados para el período 2008-2010.

Es integrante de la actual comisión técnica multipartidaria de política energética.

En su actividad profesional se ha desempeñado como asesor técnico-económico en el Ministerio de Industria Energía y Minería entre los años 2004 y 2005 y como asesor técnico económico del directorio de UTE entre los años 2002 y 2003.

Anteriormente se desempeñó en Gerencia de Sector Planificación y Estudios de Redes de Distribución.

Actualmente se pertenece a la Gerencia de Sector Planificación y Estudios de Redes de Distribución.

Ciro Mata: Nace en Montevideo en 1979. Obtiene su título de grado de Ingeniero Electricista en la Universidad de la República en 2003. Ha realizado estudios de posgrado obteniendo el diploma de Posgrado en Administración de Empresas y la Maestría en Administración de Empresas de la Universidad Católica del Uruguay en los años 2004 y 2006 respectivamente.

En la actividad académica desde 2004 se desempeña como docente del Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República. Desde 2007 se desempeña como docente en la carrera Tecnólogo Mecánico dictada en conjunto por el Consejo de Educación Técnico Profesional y la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República.

Desde 2008 es docente en las carreras Licenciatura en Administración de Empresas y Licenciatura en Marketing de la Facultad de Ciencias Empresariales de la Universidad de la Empresa.

En su actividad profesional se ha desempeñado en el Servicio Técnico Comercial de UTE y en la actividad privada en empresas del sector servicios e ingeniería.

Actualmente se desempeña en la Gerencia de División Planificación de Inversiones y Medio Ambiente de UTE.