

Optimización de las inversiones en generación eléctrica del Uruguay 2016-2046. (Enfoque desde la academia).

Ing. Lorena Di Chiara¹, Ing. Enzo Coppes, Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla y MSc. Ing. Ruben Chaer.
Departamento de Potencia del de Ingeniería Eléctrica.
Facultad de Ingeniería – Universidad de la República Oriental de Uruguay.

1. Introducción.

La Demanda de energía eléctrica crece en forma permanente. El crecimiento anual en Uruguay, de las últimas décadas a sido a un ritmo de 3.5% acumulativo anual, alcanzando los 10 000 GWh en el año 2012 y un crecimiento previsto para las próximas décadas de 2.5%. Este crecimiento necesita ser acompañado por nuevos proyectos de generación que incorporen la Energía y Potencia necesaria para balancear en todo instante la demanda. Las decisiones de qué incorporar y cuando hacerlo es lo que se conoce como “Planificación de la expansión del sistema de generación”.

Los proyectos de generación son intensivos en capital con períodos de construcción que van de 2 años para los proyectos sencillos (parques eólicos, turbinas de gas) a décadas para los proyectos complejos (centrales hidroeléctricas de gran porte y las centrales nucleares). Ambos aspectos hacen que los proyectos de generación sean de alto riesgo. Desde el punto de vista del inversor el riesgo es de recuperación del capital y desde el punto de vista de la Demanda (el destinatario de la energía), el fracaso o atraso en la entrada de operación de un proyecto implica un riesgo en el desabastecimiento de la energía. El riesgo de desabastecimiento se incrementa en un país como Uruguay en el que por su dimensión, los proyectos económicamente eficiente no son marginales.

La política energética vigente de Uruguay [1] hace hincapié en la diversificación de la matriz energética, procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular renovables. En el año 2010 se diseñó un Plan Indicativo de Expansión de Generación cuyo resultado económico recomendó la instalación de un alto porcentaje de generación eólica y un ciclo combinado que se encuentra actualmente en construcción. Como resultado de este plan, se han incorporado durante desde 2013, en forma progresiva parques eólicos pasando la capacidad instalada de 30 MW a 830 MW a febrero de 2016. En la actualidad la participación de la generación eólica en la matriz de abastecimiento de la demanda es superior al 30% y se espera que al 2018 supere el 35%.

Los planes de inversión se hacen con proyecciones que necesariamente deben abarcar del orden de 20 años para considerar en las evaluaciones la vida útil de los proyectos de generación. Siempre que se realizan análisis a largo plazo en los que es necesario realizar estimaciones de los factores de mayor impacto (como el crecimiento de la Demanda y el precio de los combustibles) inevitablemente se cometen errores. Parte del arte de una buena planificación de largo plazo es lograr identificar cuales son esos aspectos claves, cuales serán las variaciones previsibles de los mismos y lograr un Plan que sea robusto en el sentido de que no resulte nefasto cuando las principales hipótesis no se verifiquen. La Realidad en 20 años casi con certeza será diferente a lo imaginado. Como ejemplo de cómo La Realidad es caprichosa, el diseño de 2010 incluía escenarios de precio del barril del petróleo sensiblemente superiores al actual valor así como un escenario de crecimiento de la demanda de Uruguay que preveía la instalación de una industria electro-intensiva que aumentaría la demanda total del Uruguay en un 20% para el año 2015, proyecto que no se concretó.

Tomando en consideración la situación actual, este trabajo presenta una mirada hacia el futuro que intenta identificar las posibles opciones para la expansión de la generación eléctrica del Uruguay para los próximos 30 (treinta) años. Se escribe la metodología y resultados de la planificación de la expansión óptima de la generación eléctrica de Uruguay en el período 2016 a 2046 incorporando la nueva información disponible.

Los escenarios considerados tienen en cuenta las proyecciones del crecimiento acumulado de la demanda en el período, los costos de inversión de la energía eólica y fotovoltaica que se reflejan como un pago por la energía generada en 20 años, los costos de inversión de turbinas a ciclo abierto y ciclo combinado y diferentes escenarios del precio del barril de petróleo y disponibilidad de gas natural para generación eléctrica (de la mano de la realización o no del proyecto de planta Regasificadora).

En términos generales los resultados del plan de expansión óptima recomiendan la incorporación de un alto porcentaje de generación eólica y solar complementado con turbinas de ciclo abierto.

Desde el punto de vista energético, la energía del Uruguay de los próximos 30 años será esencialmente de fuentes renovables autóctonas, con abundancia de excedentes exportables. El consumo de combustibles en centrales

1 Estudiante de la Maestría en Energía de FING-UDELAR.

térmicas se verá reducido a un porcentaje inferior al 20% y con una volatilidad importante dada más que nada por el régimen de lluvias tropical del país. La generación del sistema hidroeléctrico puede variar desde los 4000 GWh en años secos a 10000 GWh en años lluviosos. Esta característica explica el resultado de la optimización de inversiones en cuanto a que es preferible instalar energías renovables a un precio conocido y estable, de forma tal que existan excedentes exportables a depender de la importación de combustibles con alta variación en los volúmenes y en los precios a pesar de que en el presente el precio de dichos combustibles sea la mitad que el supuesto en años anteriores.

Los autores agradecen especialmente al grupo de investigadores del proyecto: *ANII-FSE-ANII-FSE_1_2013_1_10957 "Optimización de Agendas de compra de GNL"*; así como a las instituciones que lo hicieron posible. El proyecto fue ejecutado por investigadores, del cual los autores forman parte, del Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) de la Universidad de la República Oriental del Uruguay, ADME y UTE y fue financiado de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII).

2. Sistema Eléctrico Uruguayo a enero 2016.

El sistema de generación uruguayo cuenta con una capacidad de generación instalada de alrededor de 3300 MW. El 46% corresponde a centrales hidroeléctricas, el 26% a capacidad eólica, el 22% a generación térmica (fuel oil y gas oil) y el 6% restante a biomasa y solar fotovoltaica. Además, se encuentra en construcción un ciclo combinado de 532 MW cuya primer turbina entrará en servicio en el primer semestre del 2017, la segunda en el segundo semestre y se combina el ciclo en el primer semestre del 2018.

La generación térmica actualmente en operación está formada por 6 Turbinas de Gasoil (TG) de 48 MW y 4 TGs de 22 MW en Punta del Tigre, dos TGs de 100 MW en La Tablada y 8 motogeneradores a fueloil de 10 MW cada uno ubicados en Central Batlle. Se modeló que los 200 MW de La Tablada y los 80 MW de motores don dados de baja en enero de 2025. Las TGs ubicadas en la Tablada pueden operar tanto con gasoil como con gas natural.

Las centrales hidroeléctricas están distribuidas en el río Negro que corre de este a oeste en el centro del país y en el río Uruguay que corre de norte a sur y es el límite geográfico con Argentina. En el río Negro se encuentran tres represas hidroeléctricas en cascada: Gabriel Terra (152 MW), que tiene la mayor capacidad de almacenamiento del país (aproximadamente 138 días de generación a pleno), Baygorria (108 MW), que es una central de pasada y Constitución (333 MW), cuya capacidad de almacenamiento es de unos 20 días de generación a pleno. En el río Uruguay se encuentra la represa binacional de Salto Grande (Uruguay – Argentina) con una capacidad instalada de 1890 MW. La mitad de la energía generada corresponde a Uruguay y la otra mitad a Argentina. La capacidad de almacenamiento de la central es de una 8 días de generación a pleno.

La generación hidroeléctrica en Uruguay presenta importantes variaciones asociadas con el régimen de lluvias. Como se muestra en la Fig. 1, en años de condiciones hidrológicas medias la generación hidroeléctrica es del orden de los 6000 GWh, mientras que en años con muy buenas condiciones hidrológicas puede alcanzar los 10000 GWh y en años de muy malas condiciones hidrológicas los 3000 GWh.

El sistema eléctrico uruguayo está fuertemente interconectado con Argentina (ambos sistemas operan en 50 Hz) por dos líneas de 500 kV con una capacidad de intercambio de 2000 MW y con Brasil (opera en 60 Hz) a través de 2 convertidores de frecuencia de 70 MW y 500 MW.

Uruguay no tiene reservas probadas de petróleo ni de gas natural y el potencial hidroeléctrico de gran escala ya ha sido agotado. Por lo tanto las opciones autóctonas de generación para abastecer las crecientes necesidades de la demanda de electricidad son el uso de recursos renovables no tradicionales

como la eólica, solar fotovoltaica y la biomasa o la incorporación de centrales térmica a partir de combustibles importados como son los derivados del petróleo, el gas natural, el carbón y la opción nuclear.

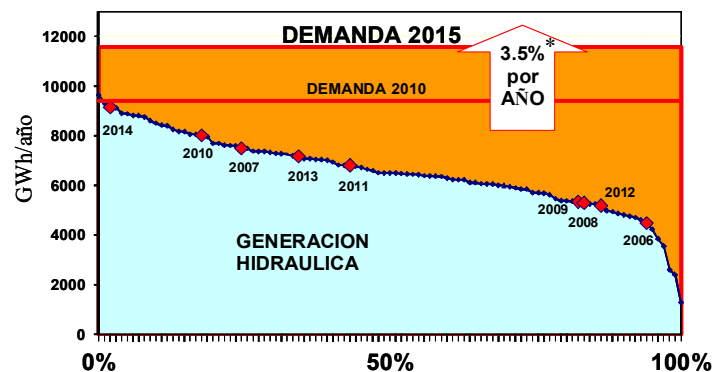


Fig. 1: Variabilidad de la generación hidroeléctrica.

(*)El crecimiento de 3.5% anual acumulado es el histórico. La proyección de largo plazo es de 2.5%.

3. Criterios de planificación energética.

El Plan Óptimo de expansión del sistema de generación eléctrica es el resultado de resolver un problema de optimización en que la función objetivo a **minimizar** es el valor esperado del costo futuro del abastecimiento de

la demanda. Este problema de optimización es complejo involucrando decisiones que afectan a su vez las posibles futuras decisiones e involucrando procesos estocásticos como pueden ser la producción hidroeléctrica, el atraso en la construcción de un proyecto, el precio de los combustibles, el crecimiento de la demanda, etc.

Seguridad Nacional. El nivel de integración entre los mercados energéticos regionales lleva a que la planificación se deba realizar sin considerar la posibilidad de que el suministro de energía de Uruguay dependa de la importación de energía de los países vecinos [2]. Esta condición podría ser revisada en el futuro si los países avanzaran en la integración energética regional, pero seguramente ese cambio llevará tiempo y estando la energía eléctrica en la base de la cadena productiva de los países, si este criterio es cambiado, lo será en forma gradual y sin comprometer la seguridad energética nacional. De esta forma, se evalúa el abastecimiento de la demanda total considerando exclusivamente recursos de

Tabla 1: Costos de Falla Uruguay (Decreto 105/013)

Unidad de falla	Profundidad respecto de la demanda	Costo variable para el despacho.
Primera	2%	Variable de CTR + 10%
Segunda	5%	600 USD/MWh
Tercera	7.5%	2400 USD/MWh
Cuarta	85.5%	4000 USD/MWh

generación internos del país. Este esquema de “frontera cerrada” es para el diseño de las inversiones en generación, pero por supuesto que durante la operación de los sistemas, los países intercambian energía en forma ocasional.

Consideración de la Falla (o Racionamiento). El de déficit energético (o racionamiento) es modelado como si se tratasen de Generadores de Falla o Unidades de falla. Las profundidades de falla y el costo variable asignado a las mismas es establecido por el Poder Ejecutivo. Los valores vigentes son los establecidos por el Decreto 105/013 y son los mostrados en la Tabla 1. La Primer Unidad de Falla tiene como costo variable el costo variable de la Unidad Térmica CTR que es un grupo de dos turbinas aeroderivativas a gasoil de 100 MW cada una. A los efectos de los estudios de planificación, estos costos variables se consideran indexados con el precio del barril de petróleo, adoptando el criterio de que en el largo plazo, los valores serán ajustados vía los decretos correspondientes para reflejar los cambios en el costo país de los diferentes niveles de racionamiento. En teoría, si estos valores representaran efectivamente el costo para la economía del país que produce el racionamiento de energía (en función de la profundidad del mismo) no sería necesario ningún criterio adicional. La determinación de los costos de falla reales es compleja pues implica un análisis de las diferentes cadenas productivas y asignar costos a la pérdida de bienestar en el sector residencial. Por esta razón, en forma adicional a modelar el racionamiento como unidades de falla, se realizan controles sobre los resultados verificando: a) que el volumen de energía racionada con probabilidad 5% de ser excedido no supere al 2% de la demanda anual y b) que el volumen de energía racionada a nivel semanal con probabilidad 5% de ser excedida no supere en ninguna semana el 7% de la Demanda semana. Este criterio semanal es equivalente a que no haya interrupciones de servicio no voluntarias en ninguna semana del periodo de estudio. En los resultados de este trabajo se confirma que estos criterios adicionales son cumplidos por la optimización realizada modelando los costos de falla y por tanto en este caso no resultaban necesarios.

4. Principales hipótesis.

Debido a que la demanda de energía eléctrica crece constantemente, es necesario en forma permanente expandir el sistema de generación para satisfacer dicha demanda cumpliendo con los criterios de planificación energéticos descritos anteriormente.

Los proyectos de generación son intensivos en capital e involucran plazos de construcción que pueden ser de 1 a 1,5 año para la instalación de turbinas aeroderivativas, plantas solares fotovoltaicas o parques eólicos y de 2 a 3 años para la construcción de ciclos combinados. Esto plazos pueden verse afectados por la obtención de los permisos ambientales correspondientes y de conexión al sistema eléctrico.

Tabla 2: Proyección de crecimiento de la demanda de energía eléctrica

Año	Energía. [GWh]	Tasa de crecimiento acumulativo anual [%]
2015	10495	1.03
2016	10699	1.94
2017	10981	2.64
2018	11282	2.74
2019	11576	2.6
2020	11863	2.48
2021 al 2046	----	2.5

Por estos motivos es necesario tomar las decisiones de instalación de nueva generación con varios años de anticipación con el riesgo de que las hipótesis bajo las cuales se toma las decisiones seguramente tendrán cambios durante la propia construcción.

En este contexto de incertidumbre es importante identificar cuales son las variables que producen las principales variaciones en el costo de abastecimiento de la demanda y realizar las sensibilidades correspondientes. En este caso, se identificaron como principales variables las siguientes:

- Disponibilidad de gas natural.
- El precio de los combustibles fósiles.
- Crecimiento de la demanda eléctrica.

5. Demanda de Electricidad

Entre los años 2016 al 2020 se consideran las tasas de crecimiento acumulativo anual de la demanda que se muestran en la Tabla 2 [3] y a partir del 2020 se asume que crece a una tasa constante de 2,5% hasta el final del período de estudio.

Se observa que la optimización del plan de inversiones se realiza equilibrando la oferta de generación con la demanda de energía, eso significa que si la demanda crece a un ritmo menor o mayor al supuesto, las inversiones se verán afectadas retrasando o adelantando su ingreso respectivamente.

6. Tecnologías candidatas para la expansión.

En los últimos años Uruguay ha apostado fuertemente a la diversificación de la matriz de generación con una fuerte componente de energías autóctonas. Esta alternativa de expansión corresponde con el resultado óptimo de un estudio de planificación realizado en el período 2009 – 2010 [4], [5] y [6]. Particularmente, en el trabajo [6] se descartan el carbón y la opción Nuclear para la expansión de Uruguay para las siguientes décadas. Ambas tecnologías son aptas para funcionamiento en la base lo que las vuelve poco amigables a la introducción en un sistema con fuentes alternativas con mucha variabilidad. De un análisis basado solamente en los costos directos de inversión y generación tanto la tecnología nuclear como el carbón resultan entonces no aptos para Uruguay. Si adicionalmente se consideran los costos ambientales queda aún más claro que no son tecnologías candidatas para la expansión de la generación.

En base a lo anterior, la Tabla 3 resume las tecnologías consideradas en este estudio para la expansión del sistema de generación.

Tabla 3: Tecnologías candidatas para la expansión.

Central	Potencia [MW]	construcción [meses]	Vida útil [años]	Remuneración	Recurso	Rendimiento
Eólica	50	18	20	Pago energía: 69USD/MWh	Viento	Factor de Planta: 40%
Solar PV	50	18	20	Pago energía: 80 USD/MWh	Sol	Factor de Planta: 15%
Turbinas aeroderivativas	60	18	20	Pago Potencia: 14 USD/MWh	Gas Oil Gas Natural	40%
Ciclo Combinado	180	24	20	Pago Potencia: 18 USD/MWh.	Gas Oil Gas Natural	52%

Para el caso de las turbinas y los ciclos combinados, la remuneración corresponde al pago por potencia puesta a disposición. Adicional a este pago hay que considerar los costos de combustibles (gasoil o gas natural según el caso) resultante del rendimiento correspondiente de la unidad y del precio efectivo del combustible según el índice de precio en cada momento.

Todos los precios están en dólares de enero de 2016. La tasa de actualización utilizada para el cálculo del valor esperado del costo futuro de operación es de 10% anual sobre los precios en dólares de enero de 2016.

Parques Eólicos.

Por tratarse de una tecnología bastante madura, se asume que los precios de energía de futuros contratos de generación eólico serán similares a los que se encuentran actualmente en servicio, por ello, se considera un costo de

expansión en base a esta tecnología de 69 USD/MWh. Se asume que el plazo de construcción es de 18 meses y la vida útil de 20 años.

Plantas solares fotovoltaicas.

En el año 2013, UTE realizó un llamado competitivo para adjudicar este tipo de tecnología, el precio adjudicado para granjas de 50 MW fue de 90 USD/MWh. Se observa que este tipo de tecnología se encuentra en plena mejora de rendimientos y de procesos de fabricación, desde ese entonces los precios han bajado y las proyecciones de precios de organismos internacionales como ser Irena e IEA esperan que los precios continúen bajando mucho más. Por estos motivos, en este trabajo se considera que el costo de expansión en base a esta tecnología es de 80 USD/MWh, el plazo de construcción es de 18 meses y la vida útil 20 años.

Turbinas aeroderivativas.

Se consideran turbinas aeroderivativas de alta eficiencia (40%) que puedan operar con gas oil o gas natural. El pago de la inversión se realiza como un pago por potencia puesta a disposición de 14 USD/MWh, el plazo de construcción es de 18 meses y la vida útil 20 años.

Ciclos combinados.

Los ciclos combinados candidatos podrán operar con gas oil o gas natural. El pago de la inversión se realiza como un pago por potencia puesta a disposición de 18 USD/MWh, el plazo de construcción es de 24 meses y la vida útil 20 años.

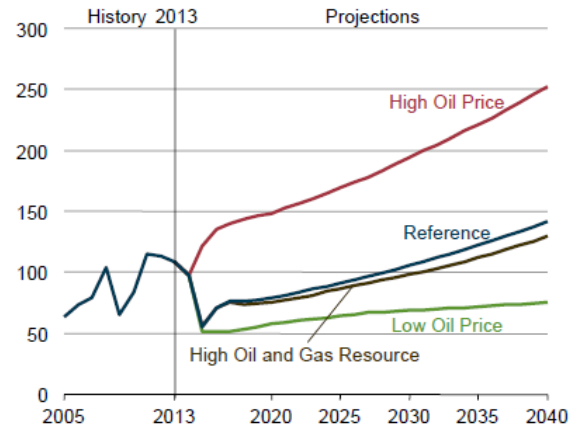


Fig. 2: Proyección del precio del barril de petróleo.
(fuente EIA-Energy Outlook 2015)

7. Precio de los combustibles fósiles.

La evolución de los precios de los combustibles fósiles presenta alta incertidumbre. En la Fig.2 se muestra la proyección del barril de petróleo Brent.

Las compras de Uruguay tanto de gasoil como fueloil están directamente indexadas al barril de Brent por lo cual la figura es indicativa de la variabilidad de costos de generación con las centrales térmicas.

La disponibilidad de gas natural está supeditada a que se concluya la instalación de una planta regasificadora, motivo por el cual se consideran escenarios con disponibilidad de gas natural y sin disponibilidad del mismo. En el caso del precio del gas natural se consideró una componente que está indexada al precio del petróleo y otra componente constante ($0,1 \times \text{Precio del Barril Brent} + 3 \text{ USD/MMBTU}$). Este precio tiene en cuenta solamente lo que podría ser el costo variable del gas natural pero no incluye ni los costos fijos de la Planta Regasificadora ni los eventuales sobrecostos de la logística de combustible que pueden resultar elevados. En el trabajo [7] se muestra que la logística de compras de cargos de GNL implica un problema en sí mismo de optimización de la Agenda de compras y que el precio real por tanto es complejo de determinar. El presente trabajo plantea dos escenarios en cuanto a la disponibilidad o no de gas natural para la generación eléctrica para determinar cuál es la variación del equilibrio entre las diferentes fuentes (renovables vs. térmicas) óptimas para el abastecimiento de la demanda. En este sentido, el precio supuesto para el gas natural puede considerarse favorable para ese combustible y por tanto el resultado puede considerarse conservador en cuanto a la conveniencia de instalación de renovables (es decir que en la realidad puede ser conveniente instalar un poco más que el resultado obtenido).

8. Escenarios de Estudio.

Las dos variables más relevantes en el estudio de expansión del sistema de generación es la disponibilidad del gas natural y el precio del petróleo. Por este motivo, se consideran los siguientes escenarios:

- Escenario con Gas Oil Base: Precio del petróleo de referencia y no hay disponibilidad de Gas Natural.
- Escenario con Gas Natural Base: Precio del petróleo de referencia y hay disponibilidad de Gas Natural.
- Escenario con Gas Oil Alto: Precio del petróleo alto y no hay disponibilidad de Gas Natural.
- Escenario con Gas Natural Alto: Precio del petróleo alto y hay disponibilidad de Gas Natural.

El precio del combustible se modela con la proyección del precio del petróleo indicada en el apartado anterior que determina la tendencia del precio y una fuente estocástica del tipo CEGH [8] que multiplica a la tendencia introduciendo la dinámica de volatilidad del precio registrada en los últimos años. Los escenarios Base y Alto corresponden a la proyección publicada por la EIA en su Energy Outlook 2015 que se muestran en la Fig.2.

En el apéndice del presente documento se presenta la metodología y herramientas usadas para la optimización de inversiones.

En todos los escenarios no están ninguna de las unidades turbo vapor de Central Batlle por considerarse que las mismas han cumplido su vida útil, se mantienen los 48x6+ 22x4 MW de TGs de Punta del Tigre y se scan de servicio, en enero de 2025, los 2x100 MW de TGs de La Tablada y los 10x80 MW de motogeneradores de Central Batlle. El ingreso de la primer TG (180 MW) del ciclo combinado en construcción entra en operación en el primer semestre de 2017, la segunda TG (180 MW) en el segundo semestre del mismo año y se cierra el ciclo en el primer semestre de 2018.

9. Resultados.

En la Tabla 5 se presentan los resultados de la expansión de generación de los 4 escenarios analizados y en la 4 la relación entre la generación total promedio por tipo de central y la demanda. La generación hidráulica y con biomasa no presenta diferencias significativas en los diferentes casos analizados, por ello solo se muestran para el caso base de gas oil. Se observa que la exportación fue modelada como venta de excedentes, o sea, que solo es posible exportar generación eólica, solar fotovoltaica y excedentes hidráulicos.

Verificación adicional sobre la viabilidad de los planes. Se realizaron las simulaciones de 1000 crónicas sintéticas para controlar el riesgo de racionamiento de los planes propuestos y se verificó que:

- que el volumen de energía racionada con probabilidad 5% de ser excedido no supere al 2% de la demanda anual y
- que el volumen de energía racionada a nivel semanal con probabilidad 5% de ser excedida no supere en ninguna semana el 7% de la Demanda semanal.

Ambos criterios se cumplen en forma holgada en los 4 planes propuestos.

Tabla 4: Relación entre la generación total promedio por tipo de central y la demanda.

	Escenario Gas Oil Base						Escenario Gas Natural Base				Escenario Gas Oil Alto				Escenario Gas Natural Alto			
	Biomasa	Hidro	Térmico	PV	Eólica	Exp	Térmico	PV	Eólica	Exp	Térmico	Eólico	Solar	Exp	Termico	Eólica	Solar	Exp
2020	5.9%	55.2%	7.0%	2.3%	42.9%	13.2%	7.6%	2.3%	42.9%	13.9%	6.0%	42.9%	2.3%	12.2%	7%	43%	2%	13%
2025	11.0%	49.0%	7.2%	4.3%	37.9%	8.4%	8.8%	2.2%	37.9%	8.9%	4.4%	42.8%	5.5%	10.0%	7%	39%	5%	9%
2030	10.0%	43.4%	6.3%	6.9%	42.7%	7.7%	12.6%	3.7%	35.5%	5.3%	3.3%	47.5%	8.1%	9.3%	7%	42%	7%	8%
2035	8.9%	37.9%	5.6%	9.4%	48.7%	8.5%	13.6%	4.9%	39.2%	4.5%	2.9%	51.1%	11.0%	8.7%	8%	44%	9%	7%
2040	7.6%	32.9%	4.8%	12.1%	54.6%	9.4%	11.5%	6.9%	46.2%	5.1%	2.0%	60.2%	11.7%	10.6%	7%	52%	10%	8%
2045	6.7%	29.4%	4.6%	11.5%	59.8%	9.4%	12.4%	10.6%	45.5%	4.6%	2.0%	62.6%	12.5%	9.6%	7%	56%	10%	8%

Tabla 5: Resultados de la expansión de generación.

Año	Escenario con Gas Oil Base				Escenario con Gas Natural Base				Escenario con Gas Oil Alto				Escenario con Gas Natural Alto			
	Eolica	Solar	TG_60	CC_180	Eolica	Solar	TG60	CC180	Eolica	Solar	TG60	CC180	Eolica	Solar	TG60	CC180
2020																
2021																
2022																
2023									50	150						
2024		100							50	300				200		
2025		250							250	300			50	250		
2026	200	250				50			350	550			100	350		
2027	300	250			50	100			450	600			150	400		
2028	300	350			50	150			450	600			250	500		
2029	350	450			50	150			550	600			250	500		
2030	400	550			100	200	60		600	650			400	500		
2031	450	550			200	200	60		800	650			450	500	60	
2032	650	650			350	200	60		850	800			500	550	60	
2033	650	750			400	300	120		900	800			550	800	60	
2034	900	800			450	300	120		950	1050			600	850	60	
2035	900	950			450	400	120		1050	1100			750	850	60	
2036	950	1050			650	450	120		1150	1150			750	900	120	
2037	1100	1050	60		850	450	180		1200	1400			1000	950	120	
2038	1250	1150	60		900	450	240		1400	1400	60		1000	1050	240	
2039	1350	1400	60		900	600	240		1650	1400	60		1250	1100	240	
2040	1600	1450	120		1150	750	240		1900	1450	180		1400	1100	360	
2041	1600	1500	240		1200	1000	240		2000	1500	180		1400	1200	360	
2042	1850	1550	240		1200	1000	300		2050	1500	180		1650	1200	360	
2043	1900	1600	240		1250	1150	420		2100	1650	240		1700	1250	420	
2044	2150	1700	240		1250	1200	420		2350	1700	360		1850	1300	480	
2045	2250	1700	240		1400	1450	540	180	2400	1950	360		2050	1450	480	

9.1. Conclusiones

Los resultados de la optimización de la expansión de la generación para los diferentes escenarios analizados cumplen con los criterios de planificación de energía de falla anual y semanal.

En los 4 casos la expansión se realiza mayoritariamente con generación eólica y fotovoltaica. La nueva generación se instala recién a partir del 2023 en el escenario de Gasoil Alto y del 2026 en el escenario de Gas Natural Base. Al menos hasta el 2030 no es necesario generación térmica y la expansión térmica se realiza con turbinas de gas.

El escenario con mayor participación de generación térmica es el de Gas Natural Base (menores costos variables), donde el abastecimiento de la demanda promedio de centrales térmicas operando con gas natural alcanza el 12.4% al final del período de estudio. Por otro lado en el caso GO Alto la participación del parque térmico es decreciente, al comienzo en promedio es del orden del 6% de la demanda y al final del período es del orden del 2%.

10. Apéndice: Metodología y herramientas.

En la planificación de la expansión del sistema de generación de un sistema eléctrico se consideran diversos aspectos como ser la Política Energética Nacional, criterios de planificación, costos asociados a las centrales, precios de los energéticos, aspectos ambientales, regulatorios y sociales.

La planificación de la expansión del sistema de generación de energía eléctrica tiene como finalidad el lograr el adecuado abastecimiento de todos los habitantes, en las condiciones más favorables al interés nacional. El objetivo es minimizar la función de costos totales del sistema de generación del país en todo el período de estudio cumpliendo con los criterios de seguridad en el abastecimiento de la demanda establecidos.

Las inversiones en generación eléctrica tienen la característica de ser intensivas en capital y con períodos de construcción de los proyectos generalmente extensos. El período de construcción es del orden de un año y medio para parques eólicos, de dos a tres años para centrales de generación térmica, de más de cinco a diez años para centrales hidráulicas y nucleares. Generalmente se cumple que los proyectos más intensos en obras civiles implican mayores tiempos de construcción y volúmenes de inversión por lo que el riesgo de construcción del proyecto es mayor respecto a otros con menores obras. Como regla general también se cumple que a mayor costo de capital menor costo operativo y viceversa.

El escenario de demanda y el balance Generación vs. Demanda como criterio de planificación. El objetivo de operar el sistema de generación de energía eléctrica es suministrar la demanda al menor costo posible en condiciones de seguridad y calidad adecuadas. Aunque podamos hacer balances energéticos, anuales, mensuales, semanales, el balance debe ser mantenido en todo instante. La potencia eléctrica de la generación debe igualar a la potencia eléctrica de la demanda en todo instante. Esto hace que la proyección del crecimiento de la demanda sea la principal variable a considerar, pues determina además del volumen de energía a incorporar la necesidad de potencia adicional en el sistema. Históricamente, la demanda Uruguay a crecido a razón de un 3.5% acumulativo anual. En 2015 el crecimiento fue 1.03% y se espera que para los próximos años la tasa sea del orden 2.5%. El resultado de la consideración de un escenario de demanda será por lo tanto un plan de expansión que especifica los proyectos/inversiones a realizar en cada año. Por supuesto que si con el transcurso del tiempo, la demanda crece más rápido o más lento de lo previsto, el los proyectos/inversiones deberán ser adelantados o atrasados en forma acorde para mantener el balance de energía y potencia. Es de resaltar entonces que aunque los planes de expansión sean especificado como secuencias de inversiones a lo largo de los años, lo relevante es el progreso del plan según el progreso de la Demanda.

Las principales herramientas utilizadas fueron: La plataforma SimSEE (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica) [9] y el módulo de Planificación de Inversiones de Generación (PIG) [4]. La plataforma SimSEE permite realizar simulaciones de la operación óptima de sistemas de generación eléctrica modelado como un sistema dinámico con restricciones en que participan centrales de generación de fuentes múltiples e interconexiones eléctricas. El módulo PIG es una aplicación de OddFace (Optimizador distribuido de Funciones de alto costo de evaluación) (Cap VI) [10] que permite determinar el plan óptimo de inversiones de generación minimizando el valor esperado de la función de costo futuro de abastecimiento de la demanda del sector eléctrico. Para la operación óptima SimSEE utiliza Programación Dinámica Estocástica (PDE) y modelos estocásticos CEGH (Correlación de Espacio Gaussiano con Histograma) [8] para el modelado de los aportes hidrológicos, el recurso eólico y solar.

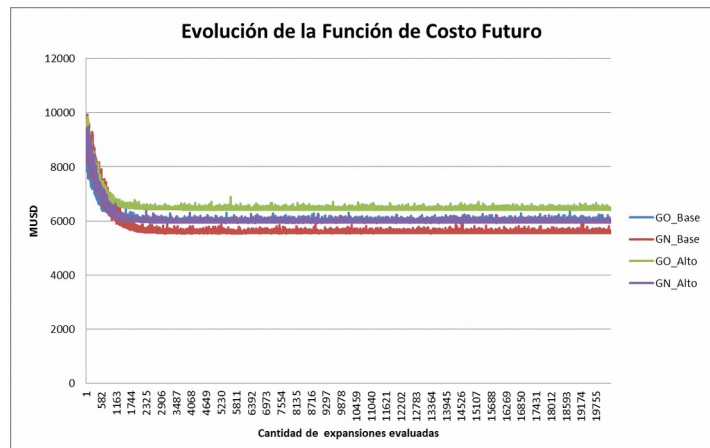


Fig. 3: Convergencia de la optimización OddFace-PIG.

OddFace+PIG (Convergencia). En la Fig.3 se muestra la evolución del valor esperado del costo futuro de abastecimiento de la demanda (función objetivo del problema de optimización) en función de los casos evaluados. En todos los casos se evaluaron más de 20000 posibles expansiones y se interrumpieron las optimizaciones cuando se alcanzó el equilibrio en la función de costo futuro y evaluar mayor número de expansiones no produce mejoras significativas en los resultados. Se observa que en los 4 escenarios analizados en los primeros 2300 casos la función de costo futuro decrece rápidamente y comienza a estabilizarse. Dentro de las expansiones propuestas y para cada escenario se eligió la de menor costo.

Disponibilidad del programa SimSEE y de las Salas de datos.

En la dirección <http://iie.fing.edu.uy/simsee/pla20162046> se encuentran las cuatro Salas (archivos de datos) correspondientes a los cuatro casos considerados y en la dirección:

http://simsee.adme.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_301/instdsimsee_v128_Tia.exe

Se encuentra la versión utilizada del simulador SimSEE.

11. Referencias.

- [1] DNE, Política energética 2005 – 2030, DNE, 2005, <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%202030?version=1.0&t=1352835007562>
- [2] Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, Un modelo flexible para la Integración electro-ener gética de América Latina, Proceedings of the 4th ELAEE, April 8-9, 2013 - Montevideo - Uruguay, 2013, http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2013/CC13/ELAEE2013p384_CHAER_CASARAVILLA_IntegracionFlexible.pdf
- [3] ADME, Programación Estacional (PES) Noviembre – Abril 2016, ADME, 2015, http://simsee.adme.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_230/PES_Nov2015_Abr2016_v8.pdf

- [4] Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica, IEEE-Uruguay-EPIM2010, 2010, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10/CC10.pdf>
- [5] Eliana Cornalino, Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Daniel Larrosa, Planificación de las inversiones en generación 2020 – 2040, IntegraCIER, Congreso Iberoamericano de Energía. 10-12 noviembre 2014, 2014, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2014/CCCL14/>
- [6] Eliana Cornalino, Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, Planificación de las inversiones de generación en Uruguay. Costo, Riesgo y Soberanía, Proceedings of the 4th ELAEE, April 8-9, 2013 - Montevideo - Uruguay, 2013, http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2013/CCC13/ELAEE2013p381_CORNALINO_CASARAVILLA_CHAER_PlanifSoberania.pdf
- [7] Ruben Chaer, Sebastián Beledo, Lorena Dichiará, Fernando Fontana, Pablo Soubes, Enzo Coppes., Optimización en SimSEE de Agendas GNL, Congreso Iberoamericano de Energía. 10-12 noviembre 2014, 2014, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2014/CBDFSC14/CBDFSC14.pdf>
- [8] Ruben Chaer, Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados., IIE-Reporte Técnico SimSEE., 2011,
- [9] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro, SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, 2008, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>
- [10] Chaer et al., Memoria Final Proyecto ANII-FSE-2009-18, Mejoras a la Plataforma SimSEE, Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING - UDeLaR, 2009, http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii_fse_2009_18/memoria_fse_2009_18_MejorasSimSEE.pdf