

Comparación de alternativas de expansión de la generación. (Biomasa+Eolica+GasNatural+Carbón)

Di Chiara, Lorena – Reyes, Alejandra

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Julio 2010

Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados.

1 Objetivo.

El objetivo de nuestro estudio es bajo determinadas hipótesis, realizar el análisis técnico y económico a corto, mediano y largo plazo de dos posibles expansiones del Sistema Eléctrico Nacional, una de ellas considerando la inclusión de gas natural y la otra de carbón.

Se analizan en ambas expansiones la probabilidad de falla del sistema, y se tomará como criterio que en un escenario de 5% de probabilidad se mantenga acotada la falla en un porcentaje menor al 5% de la demanda.

Por último se realiza la comparación económica de ambos escenarios.

2 Hipótesis de trabajo.

Se plantean dos escenarios base, uno de ellos considerando una posible expansión del sistema con centrales de carbón de 200MW cada una y el otro considerando gas natural en la modalidad de centrales de ciclos combinado de 180MW cada una de ellas.

En el escenario de carbón se asume que no hay gas en el Uruguay y por ello las centrales de Punta del Tigre y La Tablada funcionan a Gas Oil y en el escenario de gas natural no se incluyeron generadores de carbón.

Se asumió en ambos escenarios la misma expansión de energía eólica y de biomasa, y con las mismas características. Se observa que la generación con biomasa se divide en energía no sujeta a despacho (biomasa*) y energía convocada (biomasa).

En GDIS se intenta reflejar la energía promedio proveniente de generación distribuida que en la actualidad se encuentra instalada.

En ambos escenarios se asume que el precio a pagar por MWh de energía eólica generada será USD 90.

En los escenarios no se consideró la posibilidad de compra de energía a Argentina y Brasil.

En el escenario con presencia de gas natural se asume que a partir de la entrada del gas natural, la central Punta del Tigre y la Tablada dejan de operar con Gas Oil y comienzan a operar con Gas Natural. De esta forma el costo variable de las mismas se reduce.

En los estudios de costo de despacho no fueron incluidos los posibles ingresos monetarios por venta de bonos de carbono provenientes de energía eólica y/o biomasa.

No se considerará en este estudio los posibles impactos ambientales de estos proyectos ni se evaluará la posible conveniencia desde una perspectiva puramente ambiental de un escenario respecto al otro.

2.1 Expansión Carbón

AÑO	S. GRANDE	R. BONETE	BAYGORRIA	PALMAR	5TA	6TA	SALA B	TGA	CTR GO	PTI GO	MOTORES	BIOMASA*	BIOMASA	GDIS	EOLICA	CARBON
2009	945	155	108	333	75	120	48	20	200	300	80			80		
2010	945	155	108	333	75	120	48	20	200	300	80			80		
2011	945	155	108	333	75	120	48	SALE	200	300	80			80		
2012	945	155	108	333	75	120	SALE		200	300	80			80		
2013	945	155	108	333	75	120			200	300	280	40	60	80	200	
2014	945	155	108	333	75	120			200	300	280	80	120	80	250	200
2015	945	155	108	333	75	120			200	300	280	80	120	80	400	200
2016	945	155	108	333	75	120			200	300	280	80	120	80	400	200
2017	945	155	108	333	75	120			200	300	280	80	120	80	450	200
2018	945	155	108	333	75	120			200	300	280	80	120	80	450	200
2019	945	155	108	333	75	120			200	300	280	80	120	80	500	400
2020	945	155	108	333	SALE	SALE			200	300	280	80	120	80	500	400
2021	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	550	600
2022	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	550	600
2023	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	600	600
2024	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	600	800
2025	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	650	800
2026	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	650	800
2027	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	700	800
2028	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	700	1000
2029	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	750	1000
2030	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	750	1000
2031	945	155	108	333					200	300	280	80	120	80	800	1000

2.2 Expansión Gas Natural

AÑO	S. GRANDE	R. BONETE	BAYGORRIA	PALMAR	5TA	6TA	SALA B	TGA	CTR GO	CTR GN	PTI GO	PTI GN	MOTORES	BIOMASA*	BIOMASA	GDIS	EOLICA	C.COMBINADO
2009	945	155	108	333	75	120	48	20	200		300		80			80		
2010	945	155	108	333	75	120	48	20	200		300		80			80		
2011	945	155	108	333	75	120	48	SALE	200		300		80			80		
2012	945	155	108	333	75	120	SALE		200		300		80			80		
2013	945	155	108	333	75	120			200		300		280	40	60	80	200	
2014	945	155	108	333	75	120			200		300		280	80	120	80	250	
2015	945	155	108	333	75	120				200		300	280	80	120	80	400	360
2016	945	155	108	333	75	120				200		300	280	80	120	80	400	360
2017	945	155	108	333	75	120				200		300	280	80	120	80	450	360
2018	945	155	108	333	75	120				200		300	280	80	120	80	450	360
2019	945	155	108	333	75	120				200		300	280	80	120	80	500	360
2020	945	155	108	333	SALE	SALE				200		300	280	80	120	80	500	540
2021	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	550	540
2022	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	550	720
2023	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	600	720
2024	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	600	720
2025	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	650	900
2026	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	650	900
2027	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	700	900
2028	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	700	1080
2029	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	750	1080
2030	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	750	1080
2031	945	155	108	333						200		300	280	80	120	80	800	1080

3 Metodología.

Características comunes a ambas expansión.

En ambos escenarios no se considero importación de energía.

Se tomaron los siguientes horizontes de tiempo:

- En simulación de 01/01/2009 hasta 01/01/ 2027
- En optimización de 01/01/2009 hasta 01/01/2030

Como Paso de tiempo se trabajo con 4 Postes Monótonos con la siguiente duración por paso:

- Primero de 7 horas
- Segundo 28 horas
- Tercero 91 horas
- Cuarto 42 horas

Duración del paso del tiempo 168 horas, esto nos queda como paso de tiempo por crónica para simulación 940 y para optimización 1096.

Se tomaron en ambos escenarios los siguientes escalones de falla:

5%	7,5%	7,5%	80%
250	400	1200	2400

Generadores Hidráulicos:

Hidráulico igual para ambos escenarios.

Costo variable del agua USD/m³= 0

Generadores hidráulicos de paso	PMáxGen MW	Nº	QMáxTurb m ³ /s	Ren p.u.	tRep h	htoma m	Descarga m	F. Disp	caQE	cbQE
Baygorria	36	3	276	0,949889088	48	54	40	0.99	0,001760222	-1.058E-7
Palmar	111	3	457,6	0.86	48	40	7,05	0.99	0.002920347	-1.5159E-7
S. Grande	135	7	602	0.9	48	33.5	5	0.99	0.0013862	-3.23E-8
Generadores hidráulicos con embalse	PMáxGen MW	Nº	QMáxTurb Hm ³ /s	Ren p.u.	tRep h	htoma m	Descarga m	F. Disp	caQE	cbQE
Bonete	38.8	4	170	0.82	48		54	0.99	0.001645291	6.89E-8

Observación:

Salto Grande, son 7 maquinas, pero entre el 1/3/2009 y el 28/3/2009 se realiza mantenimiento a una de las máquinas, motivo por el cual en ese período se cuenta con 6 máquinas. A partir del 28/3/2009 se vuelve a contar con las 7 máquinas.

Fuentes de aporte: Salto Grande: Lluvia
 Baygorria: cero
 Palmar: Lluvia
 Bonete Lluvia

Generadores Térmicos:

Se considera el siguiente parque térmico que será común para ambos escenarios

	C.Variable USD/MWh	tRep h	fdisp	P. Máxima MW	Nº	Año
C.B. 5ta FOB	129,4	360	0.83527397	75	1	
C.B. 6ta FOB	132.6	360	0.835273973	120	1	
Sala B FOB	170.9	360	0.556	48	1	
CTR GO	199.6	360	0.844520548	100	2	
PTI GO	162.4	360	0.844520548	49	6	
Motores	106.7	360	0.844520548	10	8	2009
					28	2013
Gdis80	1	0	1	80	1	
Biomasa AutoDespachada	1	360	0.85	4	10	2013
					20	2014
Biomasa Convocable	56	360	0.85	12	5	2013
					10	2014
TGAA GO	263.6	360	0.469178082	20	1	

Generadores Eólicos:

En ambos casos se consideraron las siguientes hipótesis:

- En ambos escenarios se considera idéntica expansión eólica.
- Todos los aerogeneradores son de 2MW cada uno de ellos
- Todos los generadores tienen la misma curva característica
- Idéntico factor de Speed Up en ambos escenarios.
- Costo Variable = 0

Año	MW Instalados
2013	200
2014	250
2015	400
2017	450
2019	500
2021	550
2023	600
2025	650
2027	700
2029	750
2031	800

Escenario Carbón

	C.Variable USD/MWh	tRep h	fdisp	P. Máxima MW	Nº	Año
CT 200 CBN*	35	360	0.8445	200	1	2014
					2	2019
					3	2021
					4	2024
					5	2028

*El pago por potencia es 50 USD/MWh

Escenario Gas Natural

	C.Variable USD/MWh	tRep h	fdisp	P. Máxima MW	Nº	Año
CC180 GN*	65,86	360	0.8445	180	2	2015
					3	2020
					4	2022
					5	2025
					6	2028
CTR GN	141.17	360	0.8445	100	2	2015
PTI GN	109.86	360	0.8445	49	6	2015

*El pago por potencia es 39,63 USD/MWh

Luego de definidos los escenarios del estudio, para analizar las expansiones propuestas se calcularon los siguientes indicadores:

- Costo marginal del sistema
- Despacho general del sistema
- Probabilidad de falla
- Costo de abastecimiento de la Demanda (*).

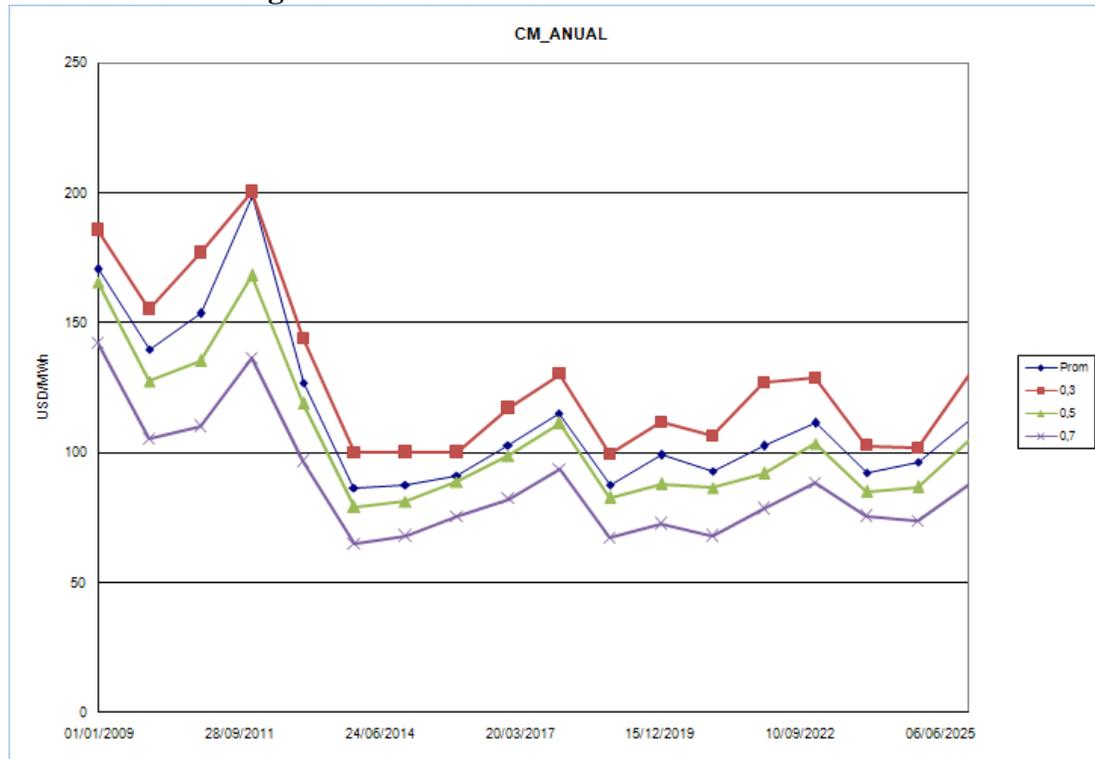
(*) Se supuso que el costo de la energía eólica es 90 USD/MWh.

Se toma como criterio para la expansión, que en un escenario con 5% de probabilidad, la probabilidad de falla sea menor al 5% de la demanda. Si ambos escenarios cumplen esta condición se realiza la comparación entre indicadores para determinar cual de ellos con estas hipótesis es más conveniente económicamente.

4 Resultados del estudio

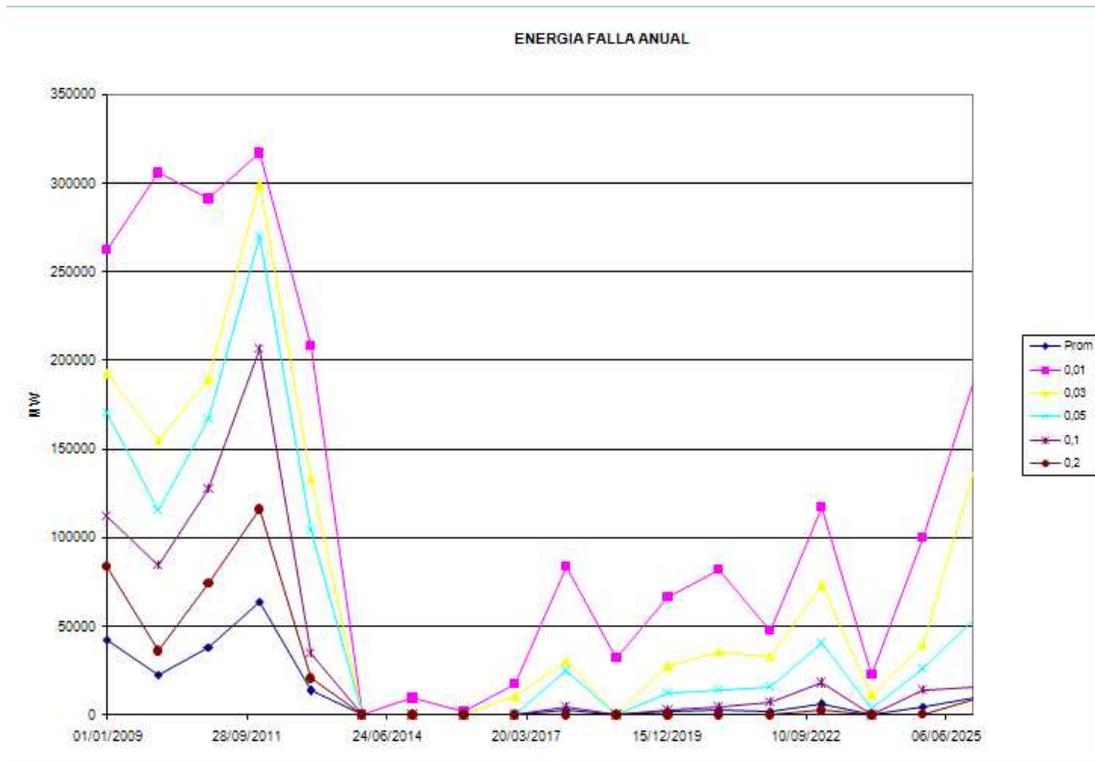
Resultados del Escenario Carbón

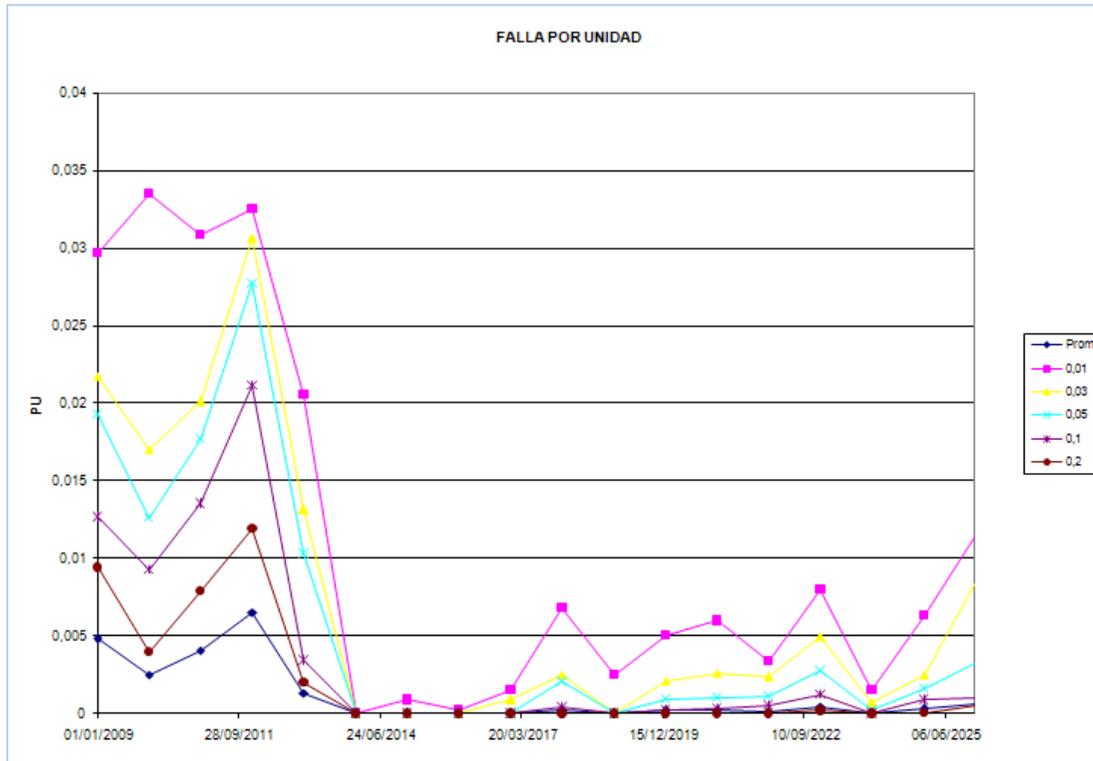
Gráfica Costo Marginal Promedio Anual



Se observa que el costo marginal promedio anual del sistema tiene un pico en el año 2012, y con la entrada posterior de nuevas centrales de generación baja en los siguientes 2 a 3 años. Luego se estabiliza en valores cercanos a 100 - 120 USD/MWh.

Gráficas de Análisis de Falla

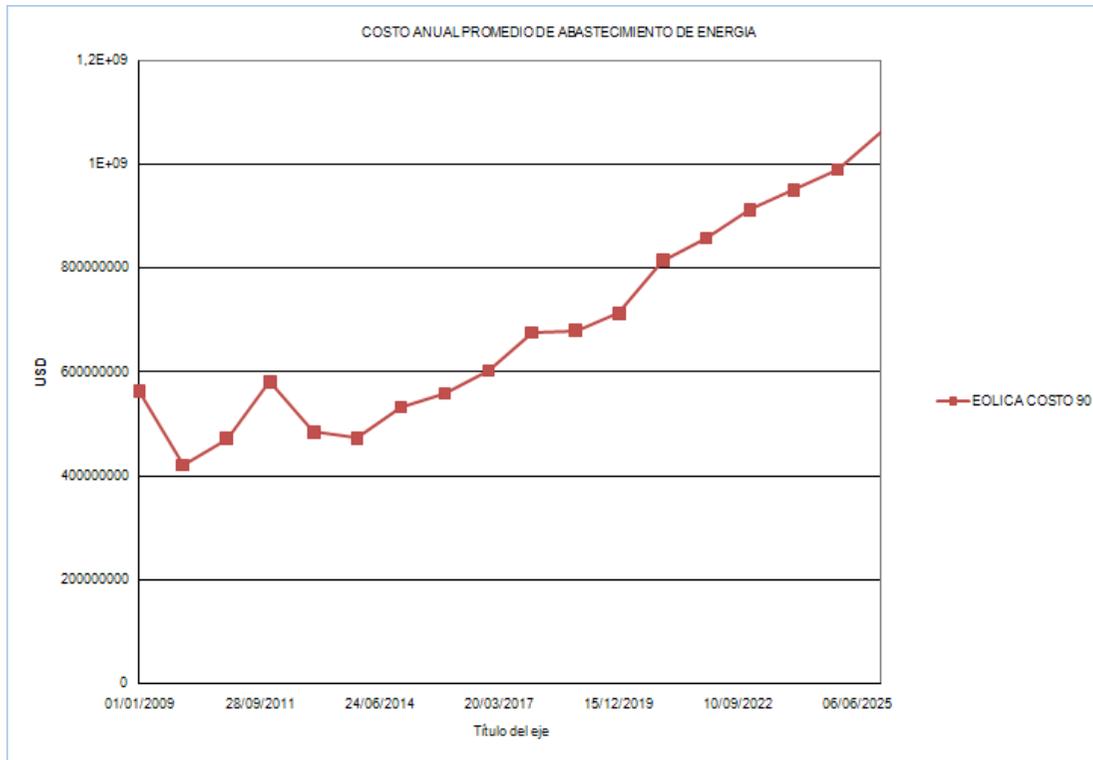




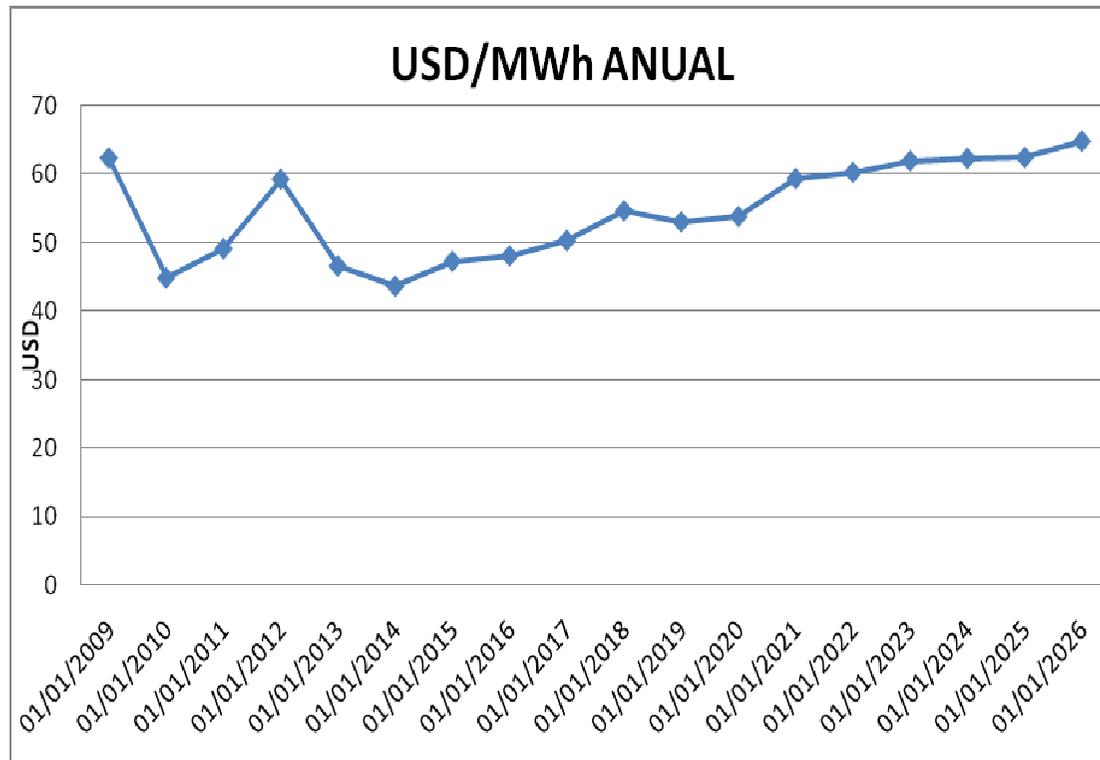
De estas dos gráficas se observa que el año 2012 es el más crítico, con 5% de probabilidad estaríamos en la situación de no poder abastecer al 3% de la demanda.

Costo Anual Promedio de abastecimiento de energía

Incluye los costos de inversión por la planta de carbón y como costo de energía eólica 90USD/MWh.



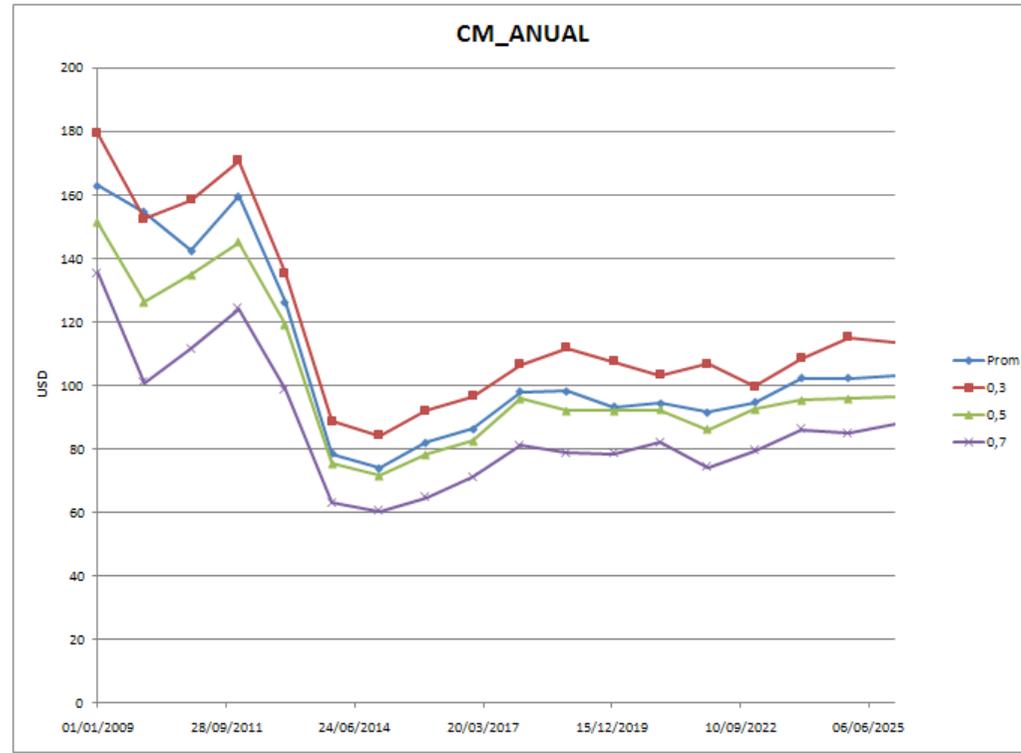
El aumento en el tiempo del costo de abastecimiento se explica por los siguientes factores: la demanda crece en el tiempo y el porcentaje de energía hidroeléctrica del total de generación es cada vez menor.

Costo Promedio Anual del MWh


En los primeros años y hasta la entrada de nueva generación se presentan incrementos en los costos promedios asociados a generación térmica de respaldo de mayor costo y energía de falla por problemas en el abastecimiento. En los años inmediatos posteriores a la entrada de las nuevas centrales que tienen precios menores a las térmicas actuales los precios promedio bajan. Posteriormente comienzan lentamente una tendencia al alza explicada porque la generación hidroeléctrica comienza a representar un porcentaje cada vez menor de la energía total necesaria para abastecer la demanda.

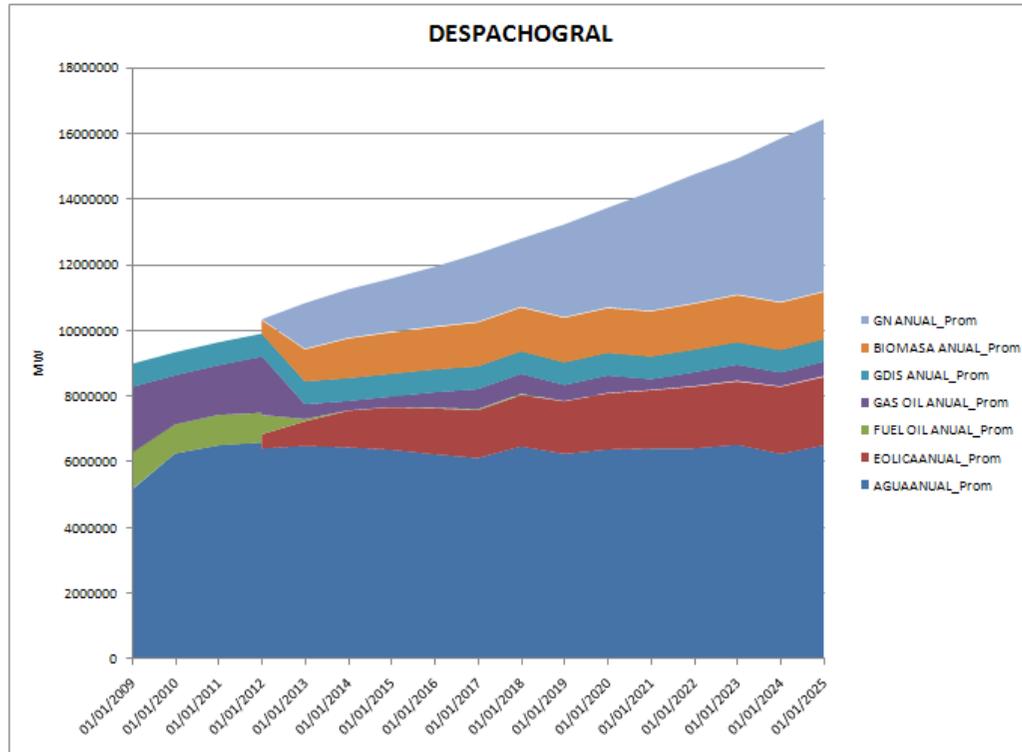
Resultados del Escenario Gas Natural

Gráfica Costo Marginal Promedio Anual

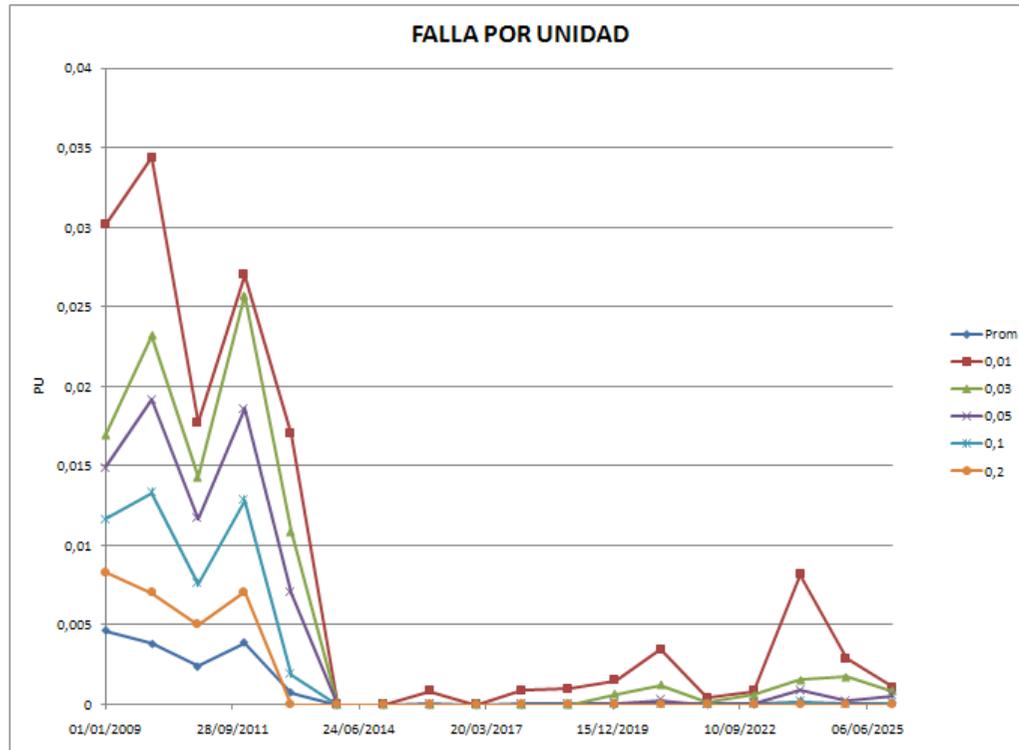


Se observa que los primeros años son los más críticos debido a los altos costos de las centrales térmicas y la fallas del sistema. Al realizarse inversiones en el sistema de generación el costo marginal disminuye sensiblemente y por último se estabiliza en valores cercanos a los 100 – 110 USD/MWh.

Gráfica Despacho General Promedio Anual



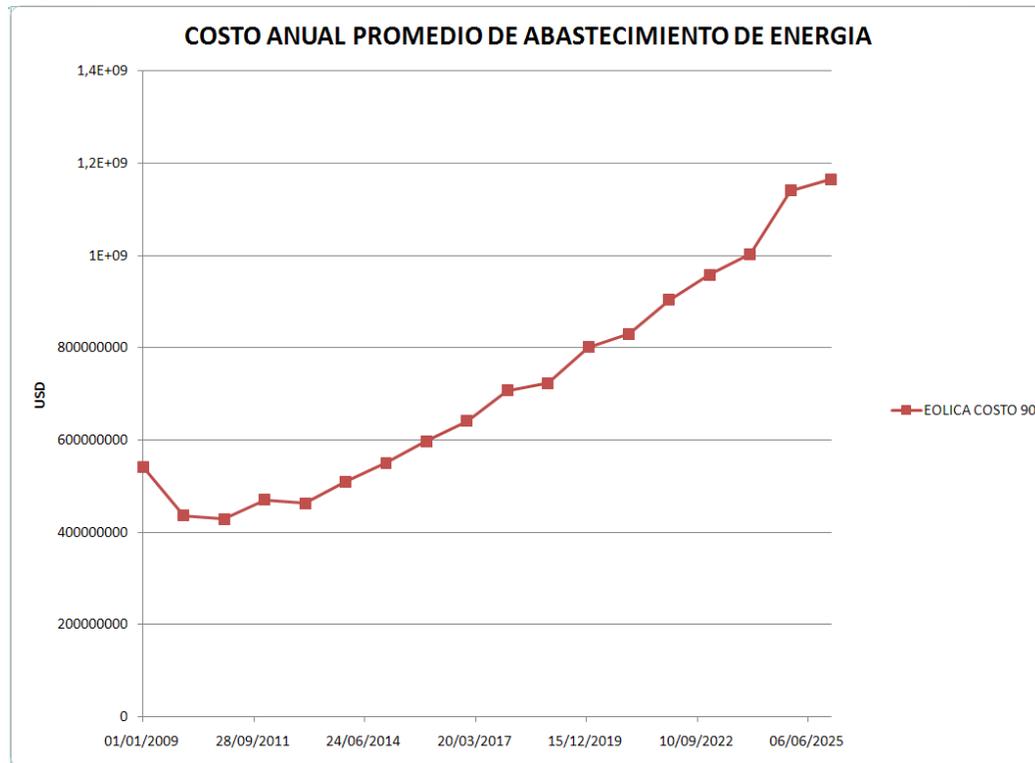
Observaciones análogas al escenario con carbón.

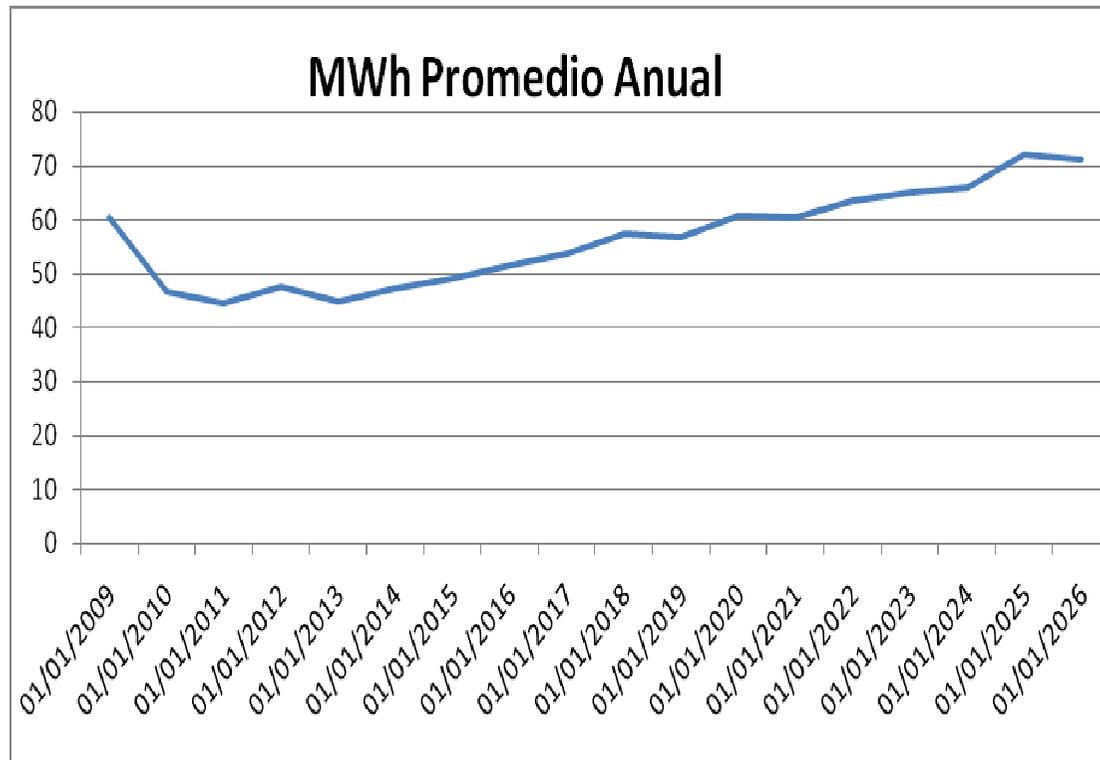


Se observa en los primeros años que con probabilidad 5% aproximadamente el 2.5% de la demanda no se podría satisfacer. A partir de la incorporación de nuevas centrales al parque de generación se observa que las curvas de probabilidades disminuyen considerablemente.

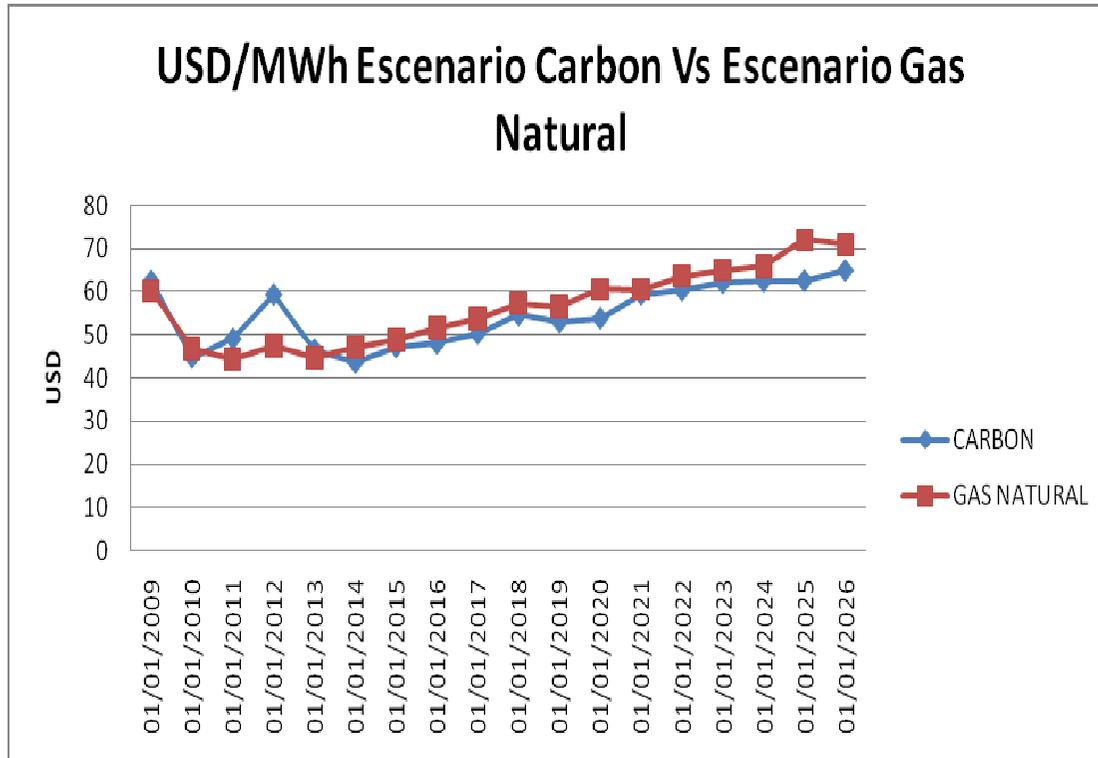
Costo Anual Promedio de abastecimiento de energía

Incluye los costos de inversión y se asume como costo de energía eólica 90USD/MWh.



Costo Promedio Anual del MWh


Al igual que en el escenario de carbón, se observa en los primeros años que con la entrada de nueva generación el costo MWh promedio disminuye, esto se debe a que las centrales que se instalan tienen costos menores a las térmicas actuales, además se evitan los costos asociados a las fallas del sistema. En la medida en que van pasando los años el costo del MWh va aumentando lentamente, esto se debe a que la energía hidroeléctrica va representando un porcentaje cada vez menor de la generación total.

Comparación del costo promedio anual USD/MWh del Escenario Carbón y del Escenario Gas Natural


Se observa que con las hipótesis de expansión y de precios de ambos escenarios, los precios del MWh de ambos escenarios no presentan variaciones considerables entre ellos, pero se puede concluir que es más barato en promedio el MWh del escenario de carbón.

5 Posibles futuros trabajos.

- Análisis de falla del sistema en función de la entrada en servicio de nueva generación. Para ello se deberá realizar nuevas simulaciones variando la entrada en servicio de los ciclos combinados en el caso del escenario con gas natural y de las plantas a carbón en el otro escenario.
- Análisis de expansión económica óptima combinando diferentes tecnologías y variando la entrada en servicio de los equipos. Por ejemplo inclusión de mayor cantidad de energía eólica y/o biomasa.
- Análisis de impacto ambiental en cada uno de los escenarios. Se deberá considerar los posibles ingresos por bonos de carbono asociados a la generación eólica y de biomasa, además de las externalidades ambientales del carbón y el gas natural.
- Determinar para cada escenario el volumen de derivados de petróleo que se desplazarían por la introducción de nueva generación. En el caso de Gas Natural se deberá evaluar la conversión de Punta del Tigre y La Tablada a Gas Natural.
- Análisis de las posibles variaciones en los precios de cada uno de estos energéticos, su repercusión en el costo de abastecimiento de la demanda y su posible correlación con indicadores internacionales en los próximos veinte años.
- En el caso de Gas Natural, analizar las posibles variantes de precios de distribución, regasificación e inversión suponiendo diferentes hipótesis en relación a la participación de Argentina.
- Análisis FODA de ambas expansiones.

6 Conclusiones:

- De los datos obtenidos en las corridas y con las hipótesis que fueron tomadas en este trabajo, se concluye en ambos escenarios que es necesaria la expansión del sistema de generación en el corto plazo, ya que en el año 2012 nos encontramos en el escenario de probabilidad 5% con valores de falla cercanos al 5%.
- Ambos escenarios de expansión cumplen el criterio de falla de abastecimiento de la demanda que fue propuesto en este estudio.
- En la actualidad, el costo marginal promedio del sistema se encuentra en valores superiores a 150USD/MWh. En la medida en que se instala nueva generación en cantidad suficiente para abastecer la demanda y cuyos costos asociados son inferiores a las térmicas actuales, el costo marginal del sistema disminuye.
- Por otro lado se observa en ambos escenarios que el costo medio de generación en el largo plazo aumenta, esto se debe a que para lograr satisfacer la demanda el porcentaje de la generación hidroeléctrica es cada vez menor.
- Con los costos variables y de pago por potencia asociados al gas natural y al carbón que se tomaron como hipótesis para este estudio, se observa que el costo total de abastecimiento es menor para el caso de carbón. Se recuerda que se asumió idéntica expansión eólica y de biomasa para ambos escenarios.