



Programación Estacional Noviembre 2011 – Abril 2012

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
11/11/2011	1	Versión preliminar para agentes
9/12/2011	2	Versión a consideración de aprobación por directorio de ADME
10/12/2011	3	Versión aprobada por directorio de ADME



Resumen ejecutivo

El objetivo del presente informe es definir para el período estacional noviembre 2011 – abril 2012, la política de operación de largo plazo del embalse de la central G. Terra y realizar el análisis de la operación esperada para el período.

Las hipótesis más relevantes que se realizaron son:

- Se analizan tres escenarios de incremento de demanda previstos para el año 2011: Medio (Caso Base): 5,20%, Bajo: 3,46% y Alto: 6,93%.
- Se consideran tres alternativas para el precio de referencia del barril de petróleo, Medio (Caso Base): 90 USD/barril, Bajo: 70 USD/barril y Alto: 110 USD/barril
- El escenario de referencia considerado es el que corresponde a un incremento medio en la demanda (5.20%) y un precio medio de barril de petróleo (90 USD/barril).
- Se considera una importación de energía adecuada al respaldo real obtenido de los países vecinos en los períodos anteriores, esto es, se mantuvo la disponibilidad de importación contingente considerada en la Programación Estacional pasada, sea para el periodo de buena disponibilidad, esto es fuera de los meses de invierno (200 MW de Argentina, con 65% disp., considerando por separado 70 MW de Brasil por convertora de Rivera, disponible solo en valles, con 100% disp.), así como para el periodo de invierno (140 MW de Argentina, con 50% disp., asumiendo que no hubo acuerdo para traer energía de Brasil via Garabí).
- Además del cronograma de entrada de generación distribuida actualizado, se incorporan a partir de mediados de 2013 y hasta fines de 2015 (en forma escalonada en parques de 50MW) un total de 642 MW de potencia instalada eólica (150 MW de licitación K39607, 192 MW de licitación K41938 y 300 MW de la expansión prevista por UTE); a partir de marzo de 2013 se considera la entrada de Montes del Plata y a partir de enero de 2014 se agregan 90 MW correspondientes a las expresiones de interés de la instancia de promoción de centrales de biomasa para potencias de hasta 20 MW, así como 31+23 MW del emprendimiento UTE-UPM y a partir de enero de 2015 se agregan 30 MW de la 2ª etapa de promoción de biomasa, todo lo cual arroja un total de 254 MW de potencia instalada en centrales de biomasa (214 MW disponibles, lo que equivale a un factor de disponibilidad complejo de 84%), de la cual los 80 MW iniciales corresponden al emprendimiento de Montes del Plata; a partir de setiembre de 2013 se considera asimismo la incorporación de la primera unidad TG del futuro ciclo combinado, incorporándose la 2ª unidad en febrero de 2014 y cerrándose el ciclo en febrero de 2015, con una potencia nominal de 500 MW.

Para la simulación se agrega a lo considerado para la optimización:

- Los contratos de compra de energía no firme con comercializadores de Argentina CEMSA ENDESA 1 (150 MW), CEMSA ENDESA 2 (150 MW) y GMSA (36 MW) para los cuales se consideró factible una renovación por un año hasta fines de 2012. Se consideró la disponibilidad de estos contratos al igual que en la



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Programación. Estacional anterior solamente para los meses de abril y octubre (con 50% factor de disponibilidad), adecuándola a la obtenida en los últimos periodos.

No fueron analizados ni representados fuera del período de relevancia (próximos 30 meses) debido a su incertidumbre muchos escenarios de respaldo entre los que se encuentran entre otros:

- El respaldo que Brasil pueda suministrar cuando esté operativa la convertora de Melo (prevista la finalización de las obras para setiembre de 2011) y la línea de 500 kV de interconexión que la vincula al SIN (prevista para abril de 2013). Esta obra que actualmente se encuentra en construcción, luego de abril de 2013 deberá ser sometida a los ensayos finales y están pendientes aún los términos comerciales de los posibles intercambios a través de la misma.
- Proyecto de planta de regasificación, cuya entrada en servicio de acuerdo al proyecto se ubica en diciembre de 2013.

Los resultados para el semestre analizado son:

Se realizaron análisis utilizando: modelo EDF, llevado a cabo por la unidad DPE de UTE en el marco del contrato de arrendamiento, y con el modelo SimSEE en ADME, los cuales dieron estos resultados:

- **EDF:**

El riesgo esperado de ocurrencia de algún tipo de falla, para respaldo regional en condiciones normales, es de 68% de probabilidad dada la indisponibilidad programada de unidades de generación considerada. En condición adversa, esto es, considerando que se dispone de la misma potencia de respaldo pero con mayor disponibilidad (90%) esta probabilidad de ocurrencia de falla se reduce a 57%.

Las probabilidades anteriores, si se ajustan los escalones 1 y 2 de falla a 2% y 5% respectivamente y se multiplican por 4 los costos de racionamiento de los escalones 3 y 4, dan 79% y 72%.

Con el respaldo adicional considerado por condición adversa no se dan cortes compulsivos de carga (Falla 3 o 4) en el período estacional.

- **SimSEE:** De acuerdo al artículo 129 inciso e) del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica se proporciona la previsión de la evolución del Precio Spot del semestre, como el Precio Spot Promedio de los escenarios considerados en cada bloque horario del semestre, ponderado por el consumo previsto en los bloques horarios (se asume plano), lo que arroja un valor de 210,22 USD/MWh.

Tal como se informó en su momento en el Programa Anual de Mantenimiento, la situación en el período a analizar plantea alguna probabilidad de falla, según se desprende del análisis de la misma. La causa radica en el alza de la demanda en un período sin incorporaciones de recursos en el corto plazo y el descenso en el respaldo



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

modelado con origen en la importación. Se considera que los valores utilizados para la disponibilidad de recursos vía importación se ajusta a la experiencia reciente y refleja las condiciones actuales, no considerando posibles mejoras en el intercambio internacional surgidas negociaciones en curso (energía proveniente de Paraguay, posible acuerdo con Brasil y Argentina para mejorar acceso a través de Garabí). El análisis de falla determina que se configuren las condiciones del artículo 131 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Hipótesis

Se presentan las hipótesis representadas en el modelo para la optimización y simulación. En los anexos se adjunta información adicional para el período.

Hipótesis básicas:

- Período de Optimización: 29/10/2011 – 29/10/2014
- Período de Simulación: Semanas 44 a 52 del 2011 y semanas 1 a 17 del 2012
 - Semana de inicio: 44/2011 (Comienza el 29/10/2011)
 - Semana de finalización: 17/2012 (Finaliza el 27/04/2012)
- Cotas de Inicio:
 - Terra: 80,70 m estimada (modelada con embalse)
 - Palmar: 39,50 m (modelada “de pasada”)
 - Salto Grande (Uruguay): 34 m (modelada “de pasada”)
- Se utilizan 4 postes con las siguientes duraciones horarias:

Poste	Horas/semana
1	5
2	30
3	91
4	42

Los postes 1 y 2 corresponden al pico, el poste 3 al resto y el 4 al valle.

Otras hipótesis: El embalse de la CHGT se discretiza en 8 pasos de stock, entre las cotas: 72,30 y 81,00m (modelo EDF) y entre las cotas 72,44 y 81,00 (SimSEE).

Versión utilizada del programa SimSEE: v3.24

Versión de Programa Murdoc/Murvagua (EDF): v7.8



Demanda y Falla

Previsión de demanda

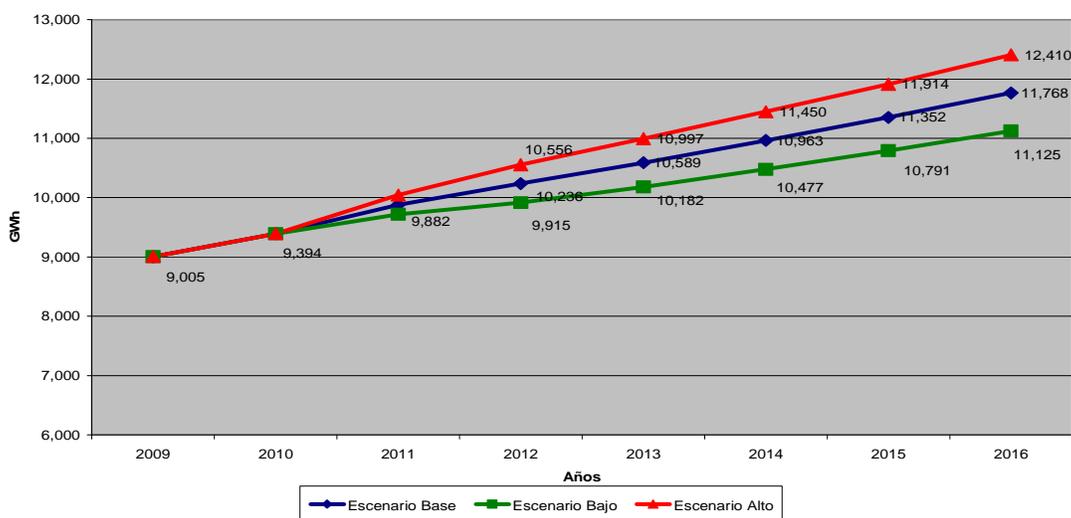
- Demanda total prevista en el semestre: la demanda prevista para el período es de 4.837 GWh para el Escenario Medio (caso base de referencia).

Año	Tipo	Escenario Base (Medio) (GWh)	Incremento (%)	Escenario Bajo (GWh)	Incremento (%)	Escenario Alto (GWh)	Incremento (%)
2008	REAL	8.781	-1,06	8.781	-1,06	8.781	-1,06
2009	REAL	9.005	2,55	9.005	2,55	9.005	2,55
2010	REAL	9.394	4,31	9.394	4,31	9.394	4,31
2011	PREVISIÓN	9.882	5,20	9.719	3,46	10.045	6,93
2012	PREVISIÓN	10.236	3,58	9.915	2,02	10.556	5,09
2013	PREVISIÓN	10.589	3,45	10.182	2,69	10.997	4,17
2014	PREVISIÓN	10.963	3,53	10.477	2,90	11.450	4,12
2015	PREVISIÓN	11.352	3,55	10.791	3,00	11.914	4,05
2016	PREVISIÓN	11.768	3,66	11.125	3,10	12.410	4,17

Los escenarios Alto y Bajo son los que determinan una banda de confianza del 70% de probabilidad.

Se decidió mantener la proyección utilizada en la P.Estacional mayo-octubre 2011, de acuerdo a la opinión del Grupo de Demanda reunido el día 03/10/2011.

Proyecciones anuales (Banda de 70% de confianza)



Obs.: La energía considerada es la neta entregada a transmisión (computada en bornes de generación). Se adecuó el cálculo de la misma a partir del año 2009 de forma de no considerar los consumos de los autoprodutores (UPM y Liderdat), y generación distribuida (Bioener) esto es, para los mismos solo se considera la energía entregada a transmisión (sin restar los consumos). No se tuvieron en cuenta posibles



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

demandas de grandes emprendimientos (ej.: Aratirí), las cuales se tratarán en forma exógena.

Representación de la falla

Se muestra a continuación la representación de la falla.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U / MWh)	Costo de Falla (USD / MWh)
Entre 0 y 5	4.982	250*
Entre 5 y 12,5	7.970	400
Entre 12,5 y 20	23.911	1.200
Entre 20 y 100	39.852	2.000

Tipo de cambio: 19,926 \$U / USD (interbancario vendedor BCU 21/10/2011)

* A los efectos de no despachar Falla (escalón 1) previo a la unidad CTR, para precios de petróleo de 70, 90 y 110 USD/barril, este valor se elevó a 265, 302 y 332 USD/MWh respectivamente (10% superior a una máquina TG de referencia con rendimiento de 30% alimentada con gasoil, que pretende representar la unidad generadora de porte más cara actualmente, que sería la CTR).

Combustibles

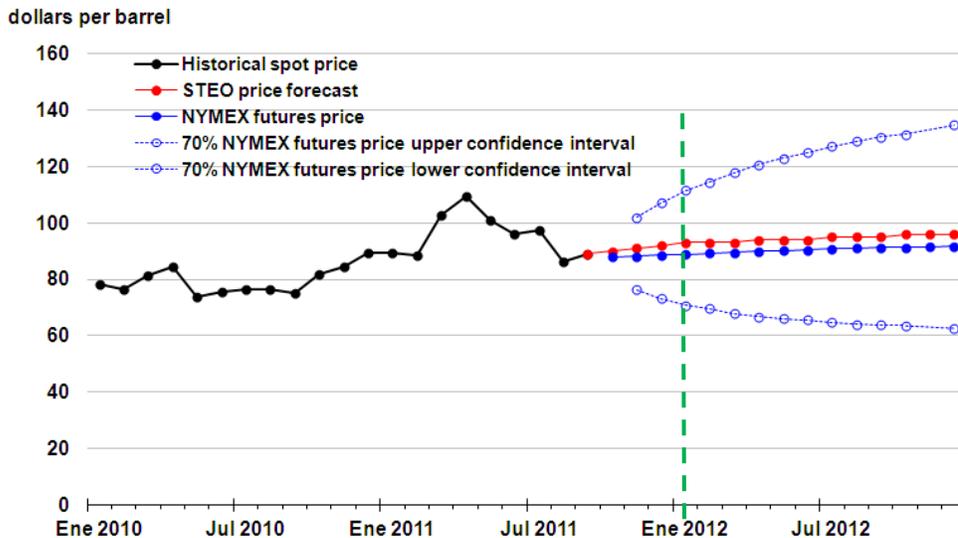
Líquidos

El precio del barril de petróleo y de los combustibles derivados presenta una elevada incertidumbre debido a la situación mundial coyuntural. Por ser variables sumamente relevantes, se analizan tres alternativas de referencia. Se toma como valor de referencia de precio de petróleo 90 USD/barril WTI a partir de los pronósticos de la EIA (US Energy Information Administration). Se analiza la sensibilidad considerando extremos con 70% de confianza en la mitad del período de estudio (línea punteada verde en la figura de abajo) que corresponden a aprox. 70 y 110 USD/barril. Luego se adicionan los diferenciales estimados por ANCAP y los costos de internación para obtener los precios de los combustibles derivados.

De la misma fuente de información se obtienen las probabilidades de superación de los valores extremos elegidos. Se tiene que las probabilidades de superación de los valores elegidos inferior y superior, se sitúan a mitad de la programación en el entrono del 10%.



West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price



*Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending Septiembre 1, 2011
Intervals not calculated for months with sparse trading in "near-the-money" options contracts*

Source: Short-Term Energy Outlook, September 2011



Valores resultantes para los derivados:

Combustible	Referencia de precio de Barril de Petróleo		
	70 USD	90 USD	110 USD
Precio Fuel Oil (USD / Ton)	575	647	720
Precio Gas Oil (USD / m3)	730	830	910
Precio Fuel Oil Motores (USD / Ton)	600	680	760

Restricciones de abastecimiento de combustibles considerados

Parada de la refinería de ANCAP

Según la última información recibida de ANCAP la parada prevista de mantenimiento general la refinería de La Teja que se iniciara en setiembre de 2011 se extenderá hasta el 20/12/2011. Durante la misma está prevista la culminación de la planta desulfuradora y su incorporación al proceso de la refinería, instalación de ductos de conexión y el nuevo software de control.

La misma impondrá limitaciones en el suministro de combustibles que, según fuentes de ANCAP, no permiten asegurar un suministro mayor a los 30.000 m3/mes de G.O. y 40.000 m3/mes de F.O ya que se tendrá retraso en la recepción de embarques debido



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

a congestión en el muelle. A los efectos de modelar esta restricción, bajo la hipótesis de que es posible contar con el almacenamiento máximo de Gas Oil y Fuel Oil al inicio de la parada, no se consideran limitaciones en el abastecimiento de combustible durante setiembre y octubre, y se consideró que durante el mes de noviembre 2011 se indisponen ambas unidades de CTR y dos unidades de PTA, limitando el consumo de gasoil al equivalente a 4 unidades de PTA con f.disp. fortuita 80%.

Para el mes de diciembre se considera que estará operativa la Terminal del Este, con lo cual no habría restricciones de gasoil.

Gas Natural.

No se representa gas natural disponible como combustible para las centrales de generación de Punta del Tigre debido a lo escaso y aleatorio del suministro. Asimismo no se consideró disponible gas natural en el período considerado para el nuevo ciclo combinado planificado (se consideró el mismo alimentado con gasoil).

Escenarios de casos a analizar- demanda/combustible

El análisis de sensibilidad se realiza para la siguiente combinación de casos demanda/Precio de barril de petróleo:

Demanda \ Combustible	70 (USD/barril)	90 (USD/barril)	110 (USD/barril)
3,46%			
5,20%	x	x	x
6,93%			x

Parque Generador

Disponibilidad

Coefficiente de disponibilidad fortuita de las unidades generadoras:

- En cuanto a las unidades de generación hidráulicas se propone mantener los valores estándar utilizados en programaciones anteriores, 99%.
- Con respecto a las unidades de generación térmica, previo a la realización de los mantenimientos mayores la propuesta es mantener los valores que figuran en el cuadro adjunto (corresponden al PAM de octubre 2011):

Central José Batlle y Ordóñez				CTR	PTA	TGAA
Sala B	Unidad 5	Unidad 6	Motores	La Tablada	P. Tigre	T. Maldonado
60%	70%	70%	85%	80%	80%	50%



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Costos variables térmicos

La representación corresponde a la potencia que las unidades entregan efectivamente al sistema de transmisión, o sea, se descuentan los consumos propios.

Se agrega al final los costos variables considerados para el nuevo ciclo combinado previsto a instalarse en Punta del Tigre. El mismo se consideró como 2 unidades de TG de 170 MW que se incorporan sucesivamente en setiembre de 2013 y febrero de 2014, con un rendimiento a plena carga del 35%, que utilizarían gasoil como combustible, y se cierra el ciclo en febrero de 2015 (con la entrada de gas natural) con una unidad de TV de 160 MW a los efectos de completar una potencia de 500 MW, alcanzándose un rendimiento a plena carga de 52,5%, con una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 USD/MWh.

Valores para 70 USD/bbl

Unidad	Potencia a pleno MW	Potencia Mínima MW	C.E. a pleno g/kWh	C.E. a carga mínima g/kWh	Precio del Combust. USD/ton	Variable Combust. USD/MWh	Variable No Combust. USD/MWh	Variable Total pleno USD/MWh	Variable Total mínimo USD/MWh
Motores	10	1	224,6	224,6	600	134,8	12,20	147,0	147,0
Sala B	50	20	359,6	471,5	575	206,7	10,74	217,5	281,9
CB Unidad 5	77	20	283,8	346,9	575	163,2	13,51	176,7	213,0
CB Unidad 6	113	30	289,7	374,9	575	166,6	12,09	178,7	227,7
PTA	48	15	224,6	348,2	730	194,1	8,71	202,8	309,5
CTR	104	20	285,7	585,8	730	246,9	4,22	251,1	510,3
TGAA	20	10	375,4	469,3	730	324,3	3,70	328,0	409,1
CC TG	130	20	241,1	241,1	730	208,3	3,50	211,8	211,8
CC TG+TV	390	20	160,7	160,7	730	138,9	5,00	143,9	143,9



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Valores para 90 USD/bbl

Unidad	Potencia a pleno MW	Potencia Mínima MW	C.E. a pleno g/kWh	C.E. a carga mínima g/kWh	Precio del Combust. USD/ton	Variable Combust. USD/MWh	Variable No Combust. USD/MWh	Variable Total pleno USD/MWh	Variable Total mínimo USD/MWh
Motores	10	1	224,6	224,6	680	152,7	12,20	164,9	164,9
Sala B	50	20	359,6	471,5	647	232,6	10,74	243,4	315,8
CB Unidad 5	77	20	283,8	346,9	647	183,6	13,51	197,2	238,0
CB Unidad 6	113	30	289,7	374,9	647	187,4	12,09	199,5	254,7
PTA	48	15	224,6	348,2	830	220,7	8,71	229,4	350,7
CTR	104	20	285,7	585,8	830	280,7	4,22	284,9	579,6
TGAA	20	10	375,4	469,3	830	368,8	3,70	372,5	464,7
CC TG	130	20	241,1	241,1	830	236,8	3,50	240,3	240,3
CC TG+TV	390	20	160,7	160,7	830	157,9	5,00	162,9	162,9

Valores para 110 USD/bbl

Unidad	Potencia a pleno MW	Potencia Mínima MW	C.E. a pleno g/kWh	C.E. a carga mínima g/kWh	Precio del Combust. USD/ton	Variable Combust. USD/MWh	Variable No Combust. USD/MWh	Variable Total pleno USD/MWh	Variable Total mínimo USD/MWh
Motores	10	1	224,6	224,6	760	170,7	12,20	182,9	182,9
Sala B	50	20	359,6	471,5	720	258,9	10,74	269,6	350,2
CB Unidad 5	77	20	283,8	346,9	720	204,4	13,51	217,9	263,3
CB Unidad 6	113	30	289,7	374,9	720	208,6	12,09	220,7	282,0
PTA	48	15	224,6	348,2	910	241,9	8,71	250,6	383,7
CTR	104	20	285,7	585,8	910	307,7	4,22	312,0	635,1
TGAA	20	10	375,4	469,3	910	404,3	3,70	408,0	509,1
CC TG	130	20	241,1	241,1	910	259,6	3,50	263,1	263,1
CC TG+TV	195	20	160,7	160,7	910	173,1	5,00	178,1	178,1



Parque hidráulico

- **Centrales hidráulicas del Río Negro**

No se representan los mantenimientos programados de centrales hidráulicas debido a que las solicitudes son de corta duración y flexibles por lo que fácilmente se podrá coordinar su realización de manera de no tengan impacto en el despacho.

Se consideraron coeficientes de disponibilidad 99% para todas las centrales.

- **Central Salto Grande**

No se representan los mantenimientos de las unidades de ésta central por realizarse los mismos durante el período de estiaje del río Uruguay (noviembre-febrero) y con dos unidades por año no simultáneas. No se afecta la potencia disponible de dicha central.

Autoproductores no firmes:

Bioener se consideró un mantenimiento de 6 días por mes hasta fin de enero del 2012, y de 3 días por mes desde febrero hasta abril del 2012. Se modeló con 11,5 MW disponibles (9 MW en el MCT y 2,5 MW en el MS).

Liderdat había informado en el PAM oct10-set11 que estima generar 30 días por bimestre, con paradas cada 15 días de operación. Dado que no se recibió detalle de calendario de generación/parada, se consideró que esto equivale a una generación de 6 meses por año, por lo que se modeló con un f.disp. de la mitad que los restantes generadores con biomasa. Asimismo se consideró un período de zafra de 3 meses por año, en que no genera, desde junio hasta setiembre.

UPM informó para el PAM oct11-set12 una parada para 2011 entre el 17/10 y 3/11, durante la cual demandará entre 10 y 20 MW de la red de UTE. Se modeló un mantenimiento periódico para esos mismos días todos los años, con potencia disponible de 30 MW el resto del tiempo (f.disp.=1) a excepción de una semana post-mantenimiento donde se redujo su disponibilidad al 50%.

Generación Distribuida

Biomasa

La generación distribuida existente fue representada con una disponibilidad del 50% durante lo que resta del año 2011 así como el 1er semestre de 2012, aumentándola a 80% a partir del segundo semestre del año 2012, atendiendo a la disponibilidad constatada desde que comenzaron a generar, salvo las excepciones que se detallaron explícitamente. Análogamente se consideró una disponibilidad del 50% para el 1er año de operación de las nuevas plantas de biomasa, y 80% a continuación, salvo las excepciones explícitamente detalladas.

Las Rosas se consideró con 1,2 MW disponibles, con f.disp=0,15.

Fenirol se modeló disponible a partir del 15 de noviembre de 2011, de acuerdo a la última información disponible, con 8,8 MW disponibles en el MCT.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Weyerhaeuser se representó con disponibilidad del 80% dado el excelente desempeño constatado; se modeló con 3 MW disponibles a partir de abril de 2011 (nueva línea de conexión a la red) y 4 MW a partir de 2012 de acuerdo a lo informado (ampliación) y un mantenimiento periódico de 12 días al año a partir de mediados de enero.

Alur se consideró zafral, dejando de generar a partir de diciembre y hasta mediados de mayo de cada año, por lo que no esperan indisponibilidades por mantenimiento, con 5 MW disponibles en el MCT.

Galofer se consideró con mantenimiento periódico durante dos semanas al año, una a fines de setiembre y la otra a fines de febrero de cada año, tal como fuera informado en el PAM anterior, con 10 MW disponibles en el MCT.

Incorporación de generación de biomasa:

Asimismo se consideró la entrada de **Ponlar** a partir de enero 2012, con 4,5 MW disponibles.

Se consideró una futura ampliación de biomasa en unidades de 20 MW:

- 4 de ellas disponibles a partir de marzo de 2013 para modelar el emprendimiento de **Montes del Plata**, con f.disp.=60% hasta diciembre de 2013, la misma subiría a 80% a partir de 2014, según lo informado;
- 5 unidades adicionales de 20 MW a partir de enero de 2014 con una disponibilidad de 45% a los efectos de modelar 90 MW correspondientes a las **expresiones de interés de la instancia de promoción** para potencias de hasta 20 MW, con un f.disp. de 50% para el primer año de funcionamiento. Dicho factor pasaría a 80% a partir del 2º año (se modelan 5 unidades de 20 MW con disponibilidad 72%). Esto se completa con una unidad adicional de 20 MW a partir de enero de 2015, a los efectos de modelar un total de **120 MW**.
- 3 unidades adicionales de 20 MW con una disponibilidad de 90% a partir de enero de 2014 para modelar un futuro emprendimiento previsto **UTE-UPM** que constaría de 31 MW autodespachados y 23 MW de despacho centralizado (se modelaron junto con las autodespachadas a los efectos de simplificar y dada la incertidumbre aún existente).

MW disponibles	Desde	Observaciones
48	Mar-13	80 MW Montes del Plata con f.disp. 60%
64	Ene-14	80 MW Montes del Plata sube f.disp. 80%
45	Ene-14	Se agregan 90 MW con f.disp. 50%
31+23	Ene-14	Se agregan 54 MW UTE-UPM con f.disp. 100%
72	Ene-15	Los 90 MW de biomasa suben f.disp. 80%
15	Ene-15	Se agregan 30 MW con f.disp. 50%
24	Ene-16	Los 30 MW de biomasa suben f.disp. 80%
214	Ene-16	TOTAL (254 MW instal. con f.disp. 84%)



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Puede verse que el total disponible a largo plazo equivale a considerar 254 MW instalados con f.disp.84%, lo cual da 214 MW disponibles (se modeló como 13 unidades de 20 MW, esto es 260 MW instalados con f.disp. 82%).

Montes del Plata y los 120 MW considerados para las expresiones de interés, componen la respuesta modelada para el decreto del P.E. que convoca hasta 200 MW (se considera un valor razonable pues si la respuesta fuera menor podría compensarse con las ampliaciones de los parques eólicos que no se representan y cuya entrada en servicio está prevista para fechas similares).

A continuación se incluye una tabla con un resumen de la biomasa considerada:

	P.instalada (MW)	P.en el MMEE (MW)	P.equival. (MW)	Fecha prevista
Las Rosas	1,2	1,2	0,18	
Fenirol	10	8,8	4,4 / 7,0	
Weyerhauser	12	3	2,4	
(ampliación)		4	3,2	Ene-12
Bioener	12	11,5	5,8 / 9,2	
Alur (*)	10	5	1,5 / 2,3 (*)	
Galofer	14	12,5	6,3 / 10,0	
Liderdat (*)	5	4,85	0,9 / 1,5 (*)	
UPM	161	30	30	
Ponlar	5	4,5	2,3 / 3,6	Ene-12
Montes del Plata	200	80	48	Mar-13
			64	Ene-14
Ampl. Biomasa		90	45 / 72	Ene-14
UTE-UPM		31+23	54	Ene-14
Ampl. Biomasa		30	15 / 24	Ene-15

(*) Emprendimientos zafrales, para el cálculo de P.equiv. se tuvo en cuenta que no generan parte del año.

Para la Potencia equivalente (Pot. en el MMEE por su disponibilidad) se detallan dos valores: actual y hasta el 1er semestre de 2012 para los emprendimientos existentes o bien para el 1er año de funcionamiento (f.disp.=0,5) / a partir del segundo semestre de año 2012 para los emprendimientos existentes o bien del 2do año de funcionamiento para emprendimientos nuevos (f.disp.=0,8).

Generación Eólica

Para los **generadores eólicos** no se modeló mantenimiento, considerando que los mismos se realizan en períodos de seca de viento. Para la generación eólica a incorporar se consideraron factores de planta de 0.35.

Se modelaron los parques existentes: **Caracoles 1 y 2** (10 MW cada uno), **Nuevo Manantial 1 y 2** (9 MW y 4 MW respectivamente), **Agroland** (0,3 MW) y **Kentilux** (10 MW).



Incorporación de generación eólica:

Se consideró la ampliación de 7,2 MW adicionales para **Kentilux** prevista para abril de 2012.

Asimismo se consideró la entrada de **Luz de Mar**, 9,1 MW previstos a partir de marzo de 2012, así como la ampliación de 8,9 MW adicionales estimados para enero de 2013 (fecha límite de entrada en servicio 7/1/2013).

Fortuny se consideró con 9,35 MW previstos a partir de marzo de 2012 (fecha límite autorizada de entrada en servicio 31/5/2012), así como la ampliación de 9,35 MW adicionales que se estimó para diciembre de 2012.

Se incluyeron los proyectos de **Amplin 2 y 3** de 7,5 MW cada uno, renegociados para marzo y setiembre 2013 respectivamente.

Se consideró el siguiente cronograma de incorporación de eólica para el parque previsto de **150 MW eólicos** (Lic. K39607), el parque previsto de **192 MW eólicos** (Lic. K41938) y el parque proyectado por UTE de **300 MW eólicos**, con molinos de 2 MW, considerando que la disponibilidad de grúas en la región es limitada, lo que afectaría la construcción simultánea de todos los parques:

1er llamado		2º llamado		Parque UTE	
Lic. K39607		Lic. K41938		Parque UTE	
MW instalados	Desde	MW instalados	Desde	MW instalados	Desde
50	Jul-13	48	Ago-14	50	Ene-14
100	Ene-14	96	Ene-15	100	May-14
150	Jul-14	144	Jun-15	150	Set-14
		192	Nov-15	200	Ene-15
				250	May-15
				300	Set-15



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

A continuación se incluye una tabla con un resumen de la eólica considerada:

	P.instalada (MW)	P.autorizada (MW)	P.equival. (MW)	Fecha prevista
Agroland	0,45	0,3	0,1	
Caracoles 1	10	10	3,5	
N.Manantial 1	9	7,8	2,7	
N.Manantial 2	4	4	1,4	
Caracoles 2	10	10	3,5	
Kentilux	10	10	3,5	May-11
Kentilux ampl.	7,2	7,2	2,5	Abr-12
Fortuny	9,35	9,35	3,3	Mar-12
Fortuny ampl.	9,35	9,35	3,3	Dic-12
Luz de Mar	9,1	9,1	3,2	Mar-12
Luz de Mar ampl.	8,9	8,9	3,1	Ene-13
Amplin 2	7,5	7,5	2,6	Mar-13
Amplin 3	7,5	7,5	2,6	Sep-13
Lic K39607	150	150	52,5	Jul-13
Expansión UTE	150	150	52,5	Ene-14
Lic K41938	192	192	67,2	Ago-14
Expans. UTE ampl.	150	150	52,5	Ene-15

Se considera el parque de 300 MW proyectado por UTE con 150 MW a partir de 2014, y los restantes 150 MW a partir de 2015.

La generación distribuida (biomasa y eólica) se modeló con costo variable casi nulo a los efectos de despacharla en la base ($cvar=1$ USD/MWh).

La política seguida al considerar las ampliaciones del parque generador fue incluir únicamente proyectos con una intención clara de ejecución.

Fósil

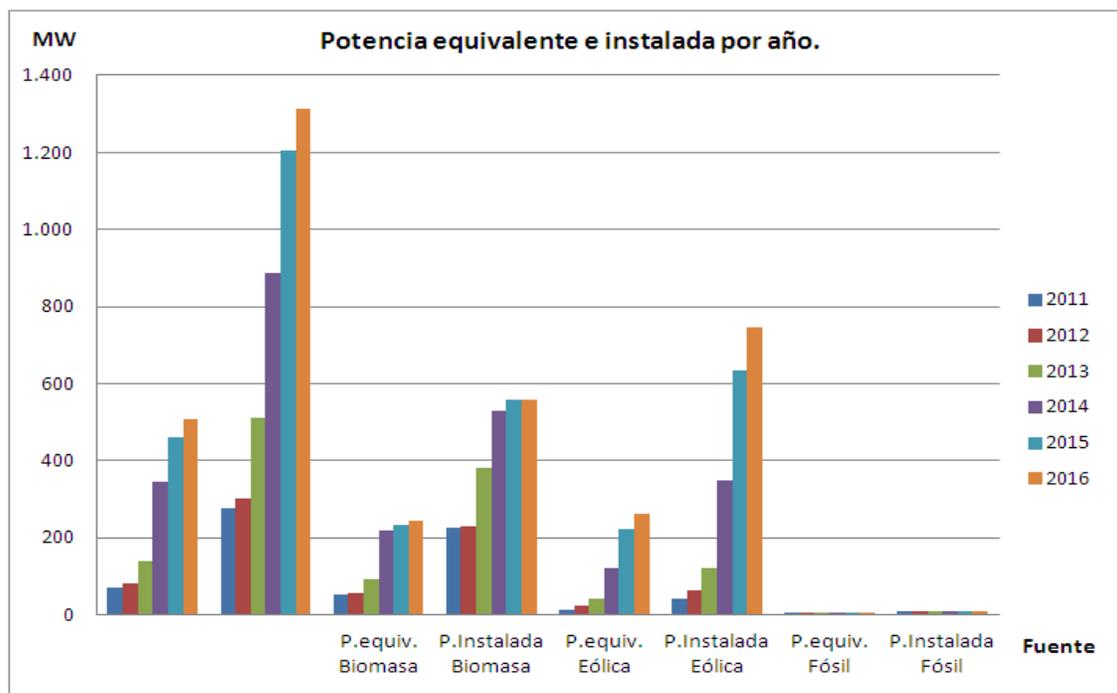
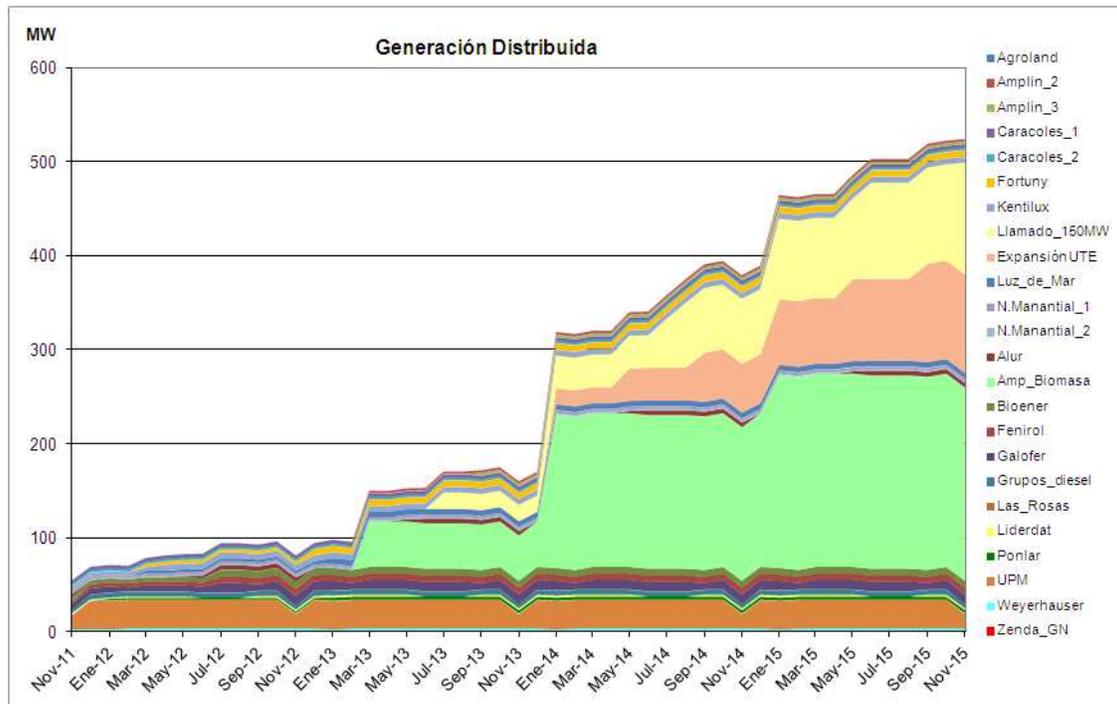
Zendaleather se consideró con igual disponibilidad que los contratos de importación con Argentina, por su dependencia de la disponibilidad de gas natural. Se modeló con un $cvar$ equivalente a la 5ª Unidad de C.Batlle (considerando que comercializa energía en el MS a precios iguales o superiores al mencionado), con 3,72 MW disponibles y $fdisp=0,2$.

Se consideraron los **grupos diesel** de UTE de Rivera y San Borja, por un total de 6 MW y $fdisp=0,835$. Se modelaron con un $cvar$ de 300 USD/MWh.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Se muestra a continuación los valores de potencia equivalente semanales utilizados.



La potencia equivalente total considerada en el Modelo SimSEE (que surge de lo detallado en las tablas anteriores para biomasa, eólica, fósil y autoprodutores,



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

prorrateando los MW disponibles según la fecha de entrada durante el año) que se muestra en la gráfica anterior es la siguiente:

Año	Pot. Equivalente (MW)	Pot.Instalada (MW)
2011	70,7	275,0
2012	81,7	302,8
2013	139,2	510,4
2014	345,6	886,3
2015	461,1	1203,3
2016	508,6	1313,3

Nota: en la tabla anterior, se considera como Pot. Instalada para UPM 161 MW y para Montes del Plata 200 MW (se consideró Pot.Instalada total).

En el Modelo EDF, la generación distribuida total considerada para cada año es la siguiente:

Año	Pot Equivalente (MW)	Pot Instalada (MW)
Nov 2011- Abril 2012	66.75	144.92
Mayo-Dic 2012	86.93	181.22
2013	145.97	435.12
2014	317.26	867.12
2015	464.74	1047.12

Nota: en la tabla anterior, se considera como Pot. Instalada para UPM 30MW y para Montes del Plata 60MW (no se considera la Pot. Instalada con fines de autoconsumo).

Red de Trasmisión

Se realizará como fecha más temprana febrero de 2012 y como más probable abril. el cambio de conexión de la Central Punta del Tigre a la nueva estación Brujas 500kV. Este trabajo se estima tendrá una duración máxima de una semana indisponiendo completamente la extracción de potencia de esta central. Debido a que este trabajo es coordinable y postergable no fue representado.

Comercio internacional

Importación

Se mantienen los supuestos de la Prog. Estacional vigente (mayo-octubre 2011). Solamente se modifica el valor de los contratos con Argentina.

Optimización

Para la optimización se considera una importación concentrada que modela los posibles intercambios con Argentina, así como una importación proveniente de Brasil



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

vía Conversora de Rivera y no se consideran los contratos de importación con Argentina.

- Semanas 18 a 40 (invierno):

140 MW a costo variable de falla1 menos 1 USD/MWh con 50 % de disponibilidad

- Semanas 1 a 17 y 41 a 52 (resto de las semanas):

200 MW al costo variable de CTR + 10%, con 65 % de disponibilidad.

70 MW solo en horas de valle al costo variable de PTA + 10%, con 100 % de disponibilidad.

Obs.: para todos los escenarios (70, 90 y 110 USD/bbl), se consideran los 200 MW a un costo variable de falla1 (“modificado”) menos 1 USD/MWh, dado que el valor CTR+10% supera el valor de falla1. En dichos escenarios el valor de falla1 “modificado” que se usó fue de 265, 302 y 332 USD/MWh respectivamente, como ya se dijera.

Simulación

Para la simulación se considera la importación concentrada para Argentina y la importación por Conv. de Rivera, en iguales condiciones que para la optimización:

- Semanas 18 a 40 (invierno):

140 MW a costo de falla1 menos 1 USD/MWh con 50 % de disponibilidad

- Semanas 1 a 17 y 41 a 52 (resto de las semanas):

200 MW al costo variable de CTR + 10%, con 65 % de disponibilidad.

70 MW solo en horas de valle al costo variable de PTA + 10%, con 100 % de disponibilidad.

Obs.: para todos los escenarios (70, 90 y 110 USD/bbl), se consideran los 200 MW a un costo variable de falla1 (“modificado”) menos 1 USD/MWh, dado que el valor CTR+10% supera el valor de falla1. En dichos escenarios el valor de falla1 “modificado” que se usó fue de 265, 302 y 332 USD/MWh respectivamente, como ya se dijera.

Adicionalmente se considera:

- Contratos ENDESA CEMSA (que engloba los contratos Cemsa1 vigente hasta el 31/01/2012; Cemsa2 y Generación Mediterránea GMSA en base a gas de Bolivia vigentes hasta 30/11/2011), para los cuales se asume una renovación anual, la cual se encuentra pendiente de confirmación. Se maneja un precio único cercano a los 110 U\$S/MWh incluyendo cargos por peaje y no existirían cargos fijos.

Se tendría entonces un total de 336 MW a 110 USD/MWh con una disponibilidad del 50 % solo para los meses de abril y octubre (semanas 14 a 17 y 41 a 44) y 0% de disponibilidad en el periodo restante. Esto es consistente con la disponibilidad obtenida en los últimos períodos. Esto se debe a que en marzo y setiembre, en Argentina se mantienen gasoductos y hay menos disponibilidad de unidades y resulta difícil disponer de los mismos.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Resumen de los contratos de abastecimiento vigentes:

Empresa	Central que respalda	Potencia (MW)	Combustible	Invierno			Resto			Vigencia
				Precio Variable (USD/MWh)	Cargo Fijo (USD/MWh)	Coef. Disp. fortuita (%)	Precio Variable (USD/MWh)	Cargo Fijo (USD/MWh)	Coef. Disp. fortuita (%)	
ENDESA CEMSA SA	Guemes	150	Gas	110	Pago por disponibilidad mínima	0	110	Pago por disponibilidad mínima	50	31/12/2012
Generación Mediterránea S. A.	Modesto Maranzana (MMARCC01 y MMARCC02)	36	Gas de Bolivia	110	-	0	110	-	50	31/12/2012
ENDESA CEMSA SA	CT Dock Sud	150	Gas de Bolivia / Gas Oil	110	0	0	110		50	31/12/2012

Obs.: “Invierno” es el período de 5 meses que va de mayo a setiembre, pero aquí se incluyen además los meses de verano (noviembre a marzo). “Resto” es el período que comprende los 7 meses restantes del año pero que aquí se refiere exclusivamente a los meses de abril y octubre.

En condiciones adversas:

A los efectos del análisis de falla exclusivamente

- Semanas 18 a 40 (invierno):

140MW a costo de falla1 menos 1 USD/MWh, con 90% de disponibilidad

- Semanas 1 a 17 y 41 a 52 (resto de las semanas):

200MW a costo variable de CTR+10% (se toma cost de falla1 menos 1 USD/MWh), con 90% de disponibilidad

A continuación se incluye una tabla con un resumen de la importación considerada:

Modelo	Tipo	Invierno (Semanas 18 a 40)			Resto (Semanas 1 a 17 y 41 a 52, todos los postes)			
		Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)	Disponibilidad (%)	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)	Disponibilidad (%)	
	Todos	140	Costo de falla- 1	50%	200	Costo Variable de CTR+10%	65%	
Optimización	CRI en hs valle				70	PTA + 10 %	100%	
Simulación	Contratos	Según detalle de cuadro de contratos						
	Condiciones normales				70	PTA + 10 %	100%	
	Otros	140	Costo de falla- 1	50%	200	Costo Variable de CTR+10%	65%	
	Condiciones adversas	Otros	140	Costo de falla- 1	90%	200	Costo de falla- 1	90%

Condiciones adversas: se refiere al análisis realizado a los efectos de la falla.

Criterios adoptados:

Respecto de los **contratos** con Argentina la representación de los mismos se realiza suponiendo que están vigentes todos con disponibilidad de 50% exclusivamente en los meses de abril y octubre. Esto es consistente con la disponibilidad obtenida en el último período. Esto se debe a que en marzo y setiembre, en Argentina se mantienen gasoductos y hay menos disponibilidad de unidades y resulta difícil disponer de los mismos. Se asumió una renovación anual de los tres contratos de tal forma que se mantengan vigentes durante 2012.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Respecto de la **importación contingente** a los efectos del modelado se consideró la misma reducción de disponibilidad que se había propuesto en la última programación estacional. Se mantiene el modelado global de la misma en la optimización con un criterio conservador en la medida que se entiende que se trata de un recurso cuya disponibilidad a largo plazo es simultánea en todas las opciones y de esperanza baja. También se considera que las condiciones del mercado argentino hacen que a elevados precios es posible conseguir energía suficiente aunque en el último período la disponibilidad ha sido menor de la convocada.

Para los meses de invierno (semanas 18 a 40) se decidió representar una potencia disponible en 140MW con disponibilidad de 50% a costo de Falla1 menos 1 USD/MWh. Se supone que no habría posibilidad de traer energía a través de Garabí dado que no hubo acuerdo en las gestiones realizadas hasta el momento. Todo lo anterior motivó bajar la potencia disponible considerada de 350 MW (Prog. Estacional nov10-abr11) a 140 MW.

Para el período de buen disponibilidad (meses "Resto") se representó una potencia disponible de Argentina de 200 MW con disponibilidad de 65% al precio de CTR mas 10% (también se bajó la disponibilidad por los mismos motivos, respecto de los 267 MW que se consideraban anteriormente, con 75% de disponibilidad). Asimismo se consideró una importación de Brasil por Conv. de Rivera: se supondrá disponible una potencia de 70MW sólo en horas de valle con 100% de disponibilidad a un precio de PTA mas 10%.

No se considera disponibilidad de energía proveniente desde la central Hidroeléctrica de Acaray (Paraguay).

Exportación

Optimización: no disponible

Simulación: Se permite sólo la exportación de excedentes de energía hidráulica no embalsable.

Se consideraron las siguientes condiciones:

- Potencia máxima de exportación, 500 MW en todos los postes
- Precio 1 USD/MWh

Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento (DCSA)

Se optimizará el embalse de Terra entre las cotas 72.3 y 81 m, en 8 pasos de stock. Las reservas almacenadas entre la cota 70 y 72.3 m se consideran de carácter estratégico para ser usadas sólo en caso de emergencia. La metodología de cálculo corresponde a la misma utilizada en la programación anterior.

Nivel de confianza:

- a) Para clases hidrológicas 1 a 3 se aplica la CAR 99%.
- b) Para clases hidrológicas 4 y 5 se aplica la CAR 98 %.



RESULTADOS USANDO MODELO EDF

Simulación: Cotas de inicio y otros

- Semana inicio 44/2011 (29/10/2011).
- Cotas de inicio
Terra: 80.70 m (estimada)
- **Resultados Período de Simulación:** Semanas 44/2011 a 17/2012.
- **Período de Optimización:** 2011-2014
- **Otras hipótesis:** El Embalse de la CHGT se discretiza en 8 pasos de stock, entre las cotas: 72.30 y 81.00m
- **Versión de Programa Murdoc/Murvagua:** 7.8

Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento (DCSA)

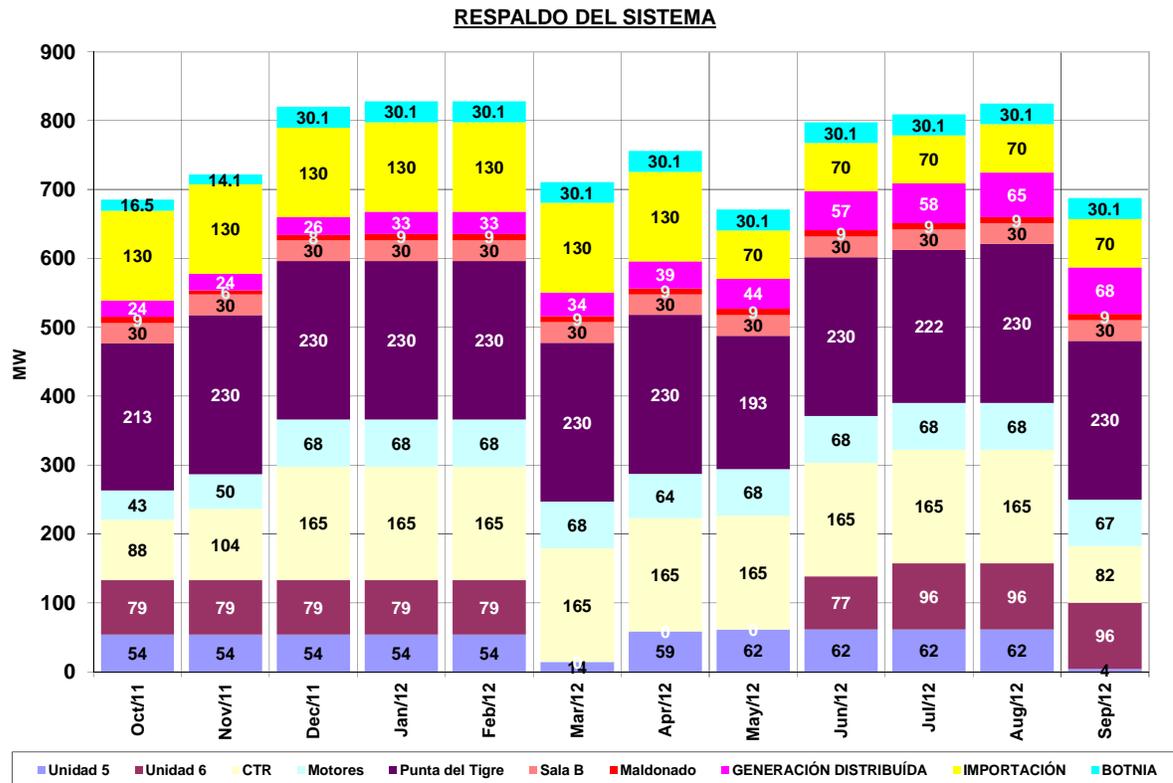
Se optimizará el embalse de Terra entre las cotas 72.3 y 81 m, en 8 pasos de stock. Las reservas almacenadas entre la cota 70 y 72.3 m se consideran de carácter estratégico para ser usadas sólo en caso de emergencia. La metodología de cálculo corresponde a la misma utilizada en la programación anterior.

Nivel de confianza:

- a) Para clases hidrológicas 1 a 3 se aplica la CAR 99%.
- b) Para clases hidrológicas 4 y 5 se aplica la CAR 98 %.



Respaldo de generación utilizado:



Se destaca en la gráfica precedente la reducción de respaldo por salida por mantenimiento programado de la 6ta U de Central Batlle durante los meses de marzo a mayo de 2012 y el mantenimiento de los motores de la Central Batlle durante los meses de Octubre y Noviembre.

Se presenta en las siguientes gráficas la CAR ¹ según la clase hidrológica y el despacho de falla.

Nivel de confianza:

a) Para clases hidrológicas 1 a 3 se aplica la CAR 99%.

b) Para clases hidrológicas 4 y 5 se aplica la CAR 98 %.

Gráfico 1 Despacho por calidad y CAR 99%

¹ CAR-Curva de Aversión al Riesgo. En la gráfica no se presenta las restricciones al vertimiento.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Despacho por seguridad y calidad de abastecimiento de la demanda Unidades o falla previo uso de Terra CLASE HIDROLÓGICA 1 a 3 y verano (CAR 99%)

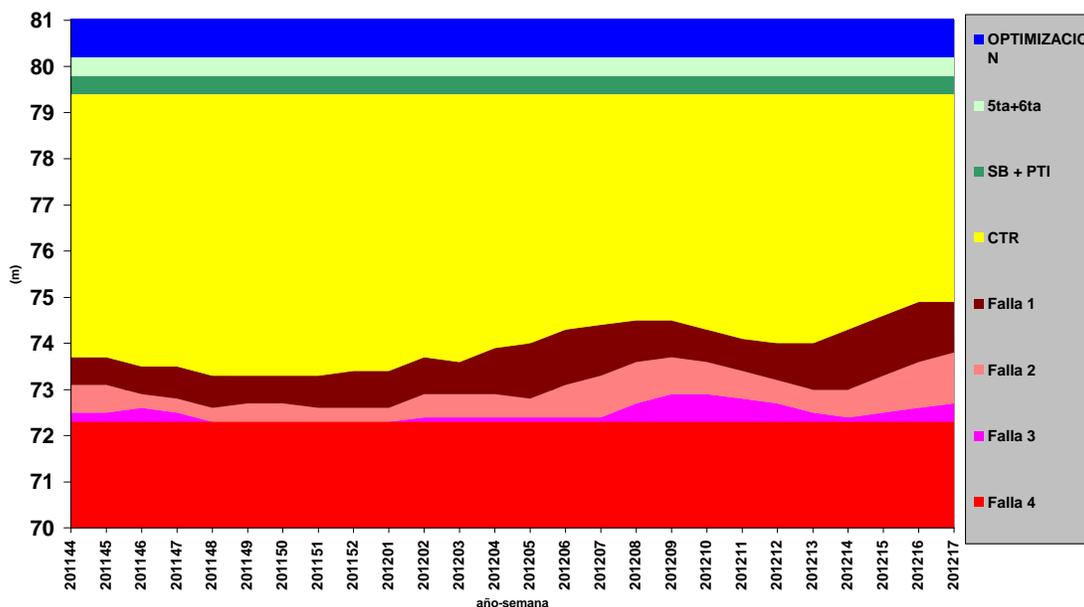
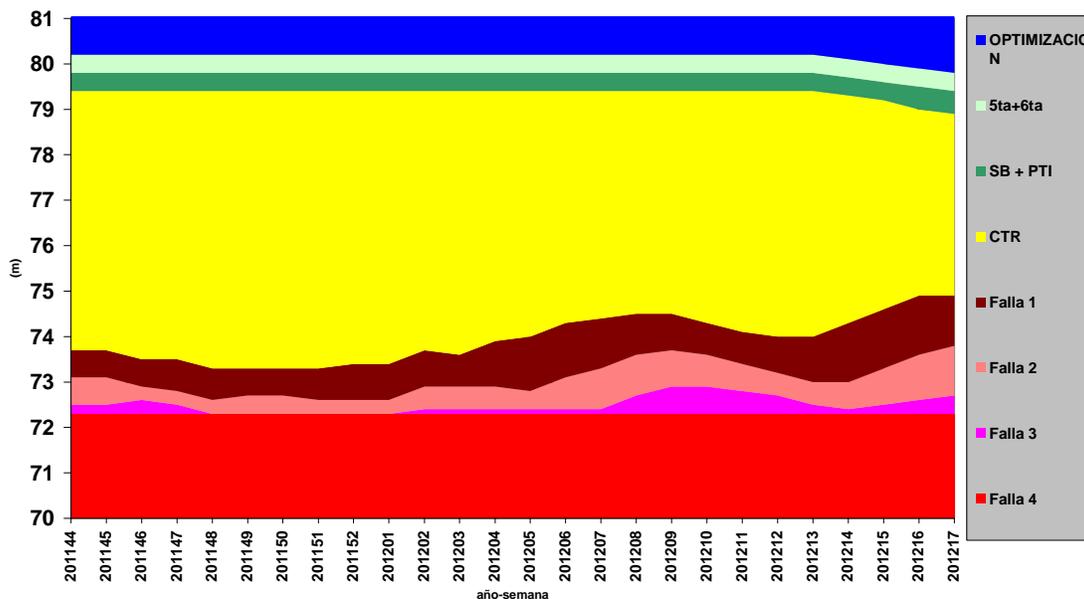


Gráfico 2 Despacho por calidad y CAR 98%

Despacho por seguridad y calidad de abastecimiento de la demanda Unidades o falla previo uso de Terra CLASE HIDROLÓGICA 4 a 5 (CAR 98%)





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 1 Cota de Terra para aplicación del DCSA² y restringir vertimiento

AÑO SEMANA	DESPACHO POR CALIDAD				CAR 99 %			CAR 98 %			No vert CAR 99%	No vert Bayg CAR99%	No vert CAR98%	No vert Bayg CAR98%
	Falla 4	Falla 3	Falla 2	Falla 1	CTR	SB + PTI	5ta+6ta	CTR	SB + PTI	5ta+6ta				
201134	72.3	73.1	74	75	76.8	77.3	77.8	75.7	76.3	76.9	78.3	78.8	77.4	77.9
201135	72.3	73	73.9	75	76.6	77.1	77.6	76.1	76.6	77.2	78.1	78.6	77.7	78.2
201136	72.3	73	73.8	74.8	76.9	77.4	77.9	76.5	77	77.6	78.4	78.9	78.1	78.6
201137	72.3	72.9	73.8	74.7	77.2	77.7	78.2	76.9	77.4	77.9	78.7	79.1	78.4	78.9
201138	72.3	72.9	73.7	74.6	77.5	78	78.5	77.3	77.8	78.3	78.9	79.3	78.8	79.2
201139	72.3	72.9	73.6	74.4	77.8	78.3	78.8	77.7	78.2	78.7	79.2	79.6	79.1	79.5
201140	72.3	72.8	73.5	74.3	78.2	78.7	79.1	78.1	78.6	79	79.5	79.9	79.4	79.8
201141	72.3	72.7	73.3	74.1	78.6	79	79.4	78.5	79	79.4	79.8	80.2	79.8	80.2
201142	72.3	72.7	73.3	74.1	78.9	79.3	79.8	78.9	79.3	79.7	80.2	80.6	80.1	80.5
201143	72.3	72.6	73.1	74	79.2	79.7	80.1	79.2	79.7	80.1	80.5	80.7	80.5	80.7
201144	72.3	72.5	73.1	73.7	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201145	72.3	72.5	73.1	73.7	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201146	72.3	72.6	72.9	73.5	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201147	72.3	72.5	72.8	73.5	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201148	72.3	72.3	72.6	73.3	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201149	72.3	72.3	72.7	73.3	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201150	72.3	72.3	72.7	73.3	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201151	72.3	72.3	72.6	73.3	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201152	72.3	72.3	72.6	73.4	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201201	72.3	72.3	72.6	73.4	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201202	72.3	72.4	72.9	73.7	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201203	72.3	72.4	72.9	73.6	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201204	72.3	72.4	72.9	73.9	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201205	72.3	72.4	72.8	74	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201206	72.3	72.4	73.1	74.3	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201207	72.3	72.4	73.3	74.4	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201208	72.3	72.7	73.6	74.5	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201209	72.3	72.9	73.7	74.5	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201210	72.3	72.9	73.6	74.3	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201211	72.3	72.8	73.4	74.1	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201212	72.3	72.7	73.2	74	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201213	72.3	72.5	73	74	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7
201214	72.3	72.4	73	74.3	79.4	79.8	80.2	79.3	79.7	80.1	80.6	80.7	80.5	80.7
201215	72.3	72.5	73.3	74.6	79.4	79.8	80.2	79.2	79.6	80	80.6	80.7	80.4	80.7
201216	72.3	72.6	73.6	74.9	79.4	79.8	80.2	79	79.5	79.9	80.6	80.7	80.3	80.7
201217	72.3	72.7	73.8	74.9	79.4	79.8	80.2	78.9	79.4	79.8	80.6	80.7	80.2	80.6

La restricción de vertimiento no fue representada en la simulación.

² DCSA – Despacho por Calidad y Seguridad de Abastecimiento.



Política de Operación de Largo Plazo de la Central G. Terra

La política de operación de largo plazo de la central G. Terra consiste en los valores del agua obtenidos de la optimización dada por el modelo de largo plazo. Consiste del valor que determina un despacho de fuentes de generación y falla con el objetivo de obtener un mínimo elegido de seguridad y calidad de abastecimiento.

Valores del agua de Terra de la optimización.

Se presentan los valores del agua de Terra de la optimización obtenidos del modelo de largo plazo.

En rojo se representan los valores de agua que superan el valor de falla 1, en marrón claro los valores de agua que superan al costo de la CTR, y en celeste los valores que superan el costo de la 5^{ta} unidad de la Central Batlle.

Valor menor a 5ta. U. de CBO	Valor entre 5ta y CTR	Valor entre CTR y falla 1	Valor superior a falla 1
---------------------------------	--------------------------	------------------------------	-----------------------------



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 2 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 1

VALORES DEL AGUA (U\$\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1021	1021	1021	1021	1021	1021	1021	1021
	CLASE	1	1	1	1	1	1	1	1
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	197	197	197	197	197	197	197	197
	CTR	285	285	285	285	285	285	285	285
	FALLA 1	302	302	302	302	302	302	302	302
semana	Fecha inicial								
44	29-Oct	1320	860	580	420	330	279	241	194
45	5-Nov	1430	950	640	450	350	293	253	210
46	12-Nov	1380	910	610	430	340	286	249	213
47	19-Nov	1360	900	610	430	340	283	250	221
48	26-Nov	1300	870	580	410	330	275	249	223
49	3-Dec	1320	890	590	420	330	276	246	222
50	10-Dec	1320	890	590	410	330	271	242	222
51	17-Dec	1300	870	570	400	320	267	234	221
52	24-Dec	1280	850	560	390	310	260	230	216
1	31-Dec	1280	840	550	390	307	258	227	211
2	8-Jan	1330	880	580	400	320	260	228	213
3	15-Jan	1350	890	580	400	310	259	227	210
4	22-Jan	1340	880	570	400	310	255	224	207
5	29-Jan	1340	880	570	390	300	253	221	203
6	5-Feb	1360	890	570	390	297	251	219	201
7	12-Feb	1380	900	570	390	292	253	217	199
8	19-Feb	1390	900	570	390	290	249	214	198
9	26-Feb	1400	900	570	380	285	244	211	198
10	5-Mar	1380	880	550	370	283	240	212	196
11	12-Mar	1330	840	530	360	279	234	213	191
12	19-Mar	1280	810	500	350	274	234	204	187
13	26-Mar	1380	880	540	360	284	234	213	195
14	2-Apr	1370	860	530	350	274	224	207	188
15	9-Apr	1390	870	530	350	271	223	207	186
16	16-Apr	1380	860	520	340	265	221	203	181
17	23-Apr	1470	910	540	360	272	230	209	188
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 3 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 2

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1021	1021	1021	1021	1021	1021	1021	1021
	CLASE	2	2	2	2	2	2	2	2
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	197	197	197	197	197	197	197	197
	CTR	285	285	285	285	285	285	285	285
	FALLA 1	302	302	302	302	302	302	302	302
semana	Fecha inicial								
44	29-Oct	1050	650	450	340	281	243	213	172
45	5-Nov	1060	630	430	330	275	240	212	180
46	12-Nov	1180	720	490	360	295	257	224	198
47	19-Nov	1140	700	470	350	290	254	225	201
48	26-Nov	1070	670	450	340	281	253	224	207
49	3-Dec	1100	690	460	340	280	252	223	208
50	10-Dec	1110	700	460	340	276	252	222	207
51	17-Dec	1130	710	460	340	276	250	220	204
52	24-Dec	1130	710	470	340	276	247	219	202
1	31-Dec	1140	710	470	340	278	238	216	197
2	8-Jan	1110	680	440	330	266	232	209	190
3	15-Jan	1140	710	460	340	269	232	210	190
4	22-Jan	1140	700	450	330	266	229	207	188
5	29-Jan	1170	710	460	330	265	227	205	187
6	5-Feb	1140	680	430	320	253	219	197	178
7	12-Feb	1150	690	440	320	250	217	193	174
8	19-Feb	1150	680	430	310	244	211	188	169
9	26-Feb	1190	700	440	310	246	209	189	171
10	5-Mar	1110	650	410	296	237	202	182	163
11	12-Mar	1130	670	420	305	243	208	188	167
12	19-Mar	1110	670	420	304	244	212	186	167
13	26-Mar	1030	590	370	272	222	193	170	149
14	2-Apr	1030	600	370	266	215	185	164	143
15	9-Apr	1100	630	390	275	221	189	171	148
16	16-Apr	1310	780	460	320	247	213	193	172
17	23-Apr	1260	730	430	298	235	206	182	161
Valor entre 5ta y CTR			Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1			



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 4 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 3

VALORES DEL AGUA (U\$S/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1021	1021	1021	1021	1021	1021	1021	1021
	CLASE	3	3	3	3	3	3	3	3
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	197	197	197	197	197	197	197	197
	CTR	285	285	285	285	285	285	285	285
	FALLA 1	302	302	302	302	302	302	302	302
semana	Fecha inicial								
44	29-Oct	890	520	370	292	248	220	198	164
45	5-Nov	920	530	370	295	251	222	201	169
46	12-Nov	880	490	350	281	244	216	198	173
47	19-Nov	870	500	350	280	245	218	200	174
48	26-Nov	850	510	350	281	251	224	205	183
49	3-Dec	880	520	350	285	250	222	203	186
50	10-Dec	870	510	350	277	248	217	200	183
51	17-Dec	880	510	350	275	242	214	195	177
52	24-Dec	900	520	350	272	243	211	194	177
1	31-Dec	940	540	360	281	243	213	194	176
2	8-Jan	940	540	360	283	236	214	192	173
3	15-Jan	900	510	340	273	228	205	183	164
4	22-Jan	910	510	340	267	226	200	179	159
5	29-Jan	900	500	330	262	217	193	171	151
6	5-Feb	940	520	340	263	217	191	170	150
7	12-Feb	950	520	340	259	214	188	166	146
8	19-Feb	950	510	330	254	209	185	163	144
9	26-Feb	930	490	320	240	202	177	155	136
10	5-Mar	880	480	310	237	202	171	151	132
11	12-Mar	790	430	287	223	189	160	140	122
12	19-Mar	760	430	286	227	187	162	142	122
13	26-Mar	840	470	306	233	193	169	149	126
14	2-Apr	930	510	320	237	201	175	153	129
15	9-Apr	870	470	301	223	186	161	141	117
16	16-Apr	780	390	255	198	170	148	127	102
17	23-Apr	820	400	254	198	170	148	125	104
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 5 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 4

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1021	1021	1021	1021	1021	1021	1021	1021
	CLASE	4	4	4	4	4	4	4	4
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	197	197	197	197	197	197	197	197
	CTR	285	285	285	285	285	285	285	285
	FALLA 1	302	302	302	302	302	302	302	302
semana	Fecha inicial								
44	29-Oct	580	330	257	221	199	179	158	120
45	5-Nov	600	340	264	222	203	182	163	126
46	12-Nov	620	350	270	227	207	185	164	134
47	19-Nov	630	360	275	231	211	189	169	139
48	26-Nov	550	340	263	227	208	186	166	138
49	3-Dec	590	350	273	229	209	187	166	142
50	10-Dec	620	360	275	231	211	188	169	144
51	17-Dec	660	370	284	232	211	188	169	148
52	24-Dec	660	380	275	229	206	184	164	143
1	31-Dec	680	370	277	228	203	180	160	140
2	8-Jan	660	360	264	222	195	173	153	133
3	15-Jan	660	360	265	219	190	168	148	127
4	22-Jan	650	360	262	217	190	167	146	124
5	29-Jan	650	350	260	211	184	160	139	117
6	5-Feb	630	340	245	203	175	150	128	108
7	12-Feb	620	320	236	192	163	139	118	98
8	19-Feb	620	310	223	187	158	133	113	94
9	26-Feb	610	299	214	175	148	121	105	87
10	5-Mar	570	289	204	169	140	115	99	82
11	12-Mar	520	291	207	169	139	115	98	83
12	19-Mar	420	270	196	158	127	105	90	75
13	26-Mar	380	240	178	141	114	93	81	62
14	2-Apr	350	204	156	125	100	83	70	51
15	9-Apr	380	227	169	133	109	90	77	56
16	16-Apr	370	216	158	124	103	85	71	52
17	23-Apr	370	204	151	119	99	82	68	48
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 6 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 5

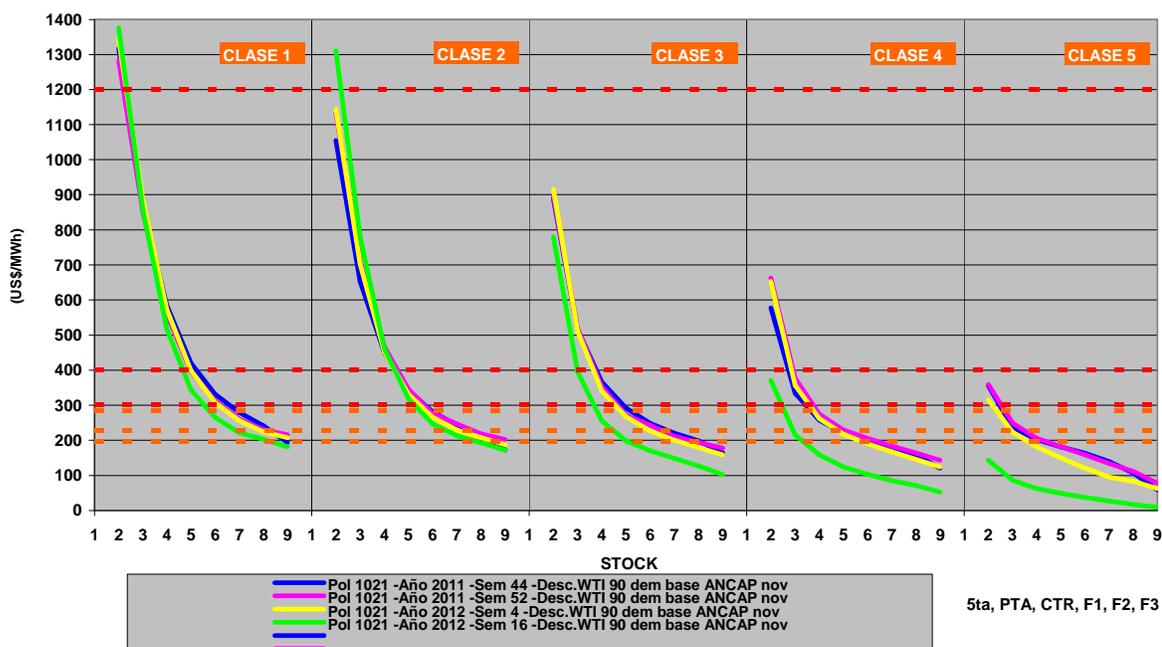
VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1021	1021	1021	1021	1021	1021	1021	1021
	CLASE	5	5	5	5	5	5	5	5
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	197	197	197	197	197	197	197	197
	CTR	285	285	285	285	285	285	285	285
	FALLA 1	302	302	302	302	302	302	302	302
semana	Fecha inicial								
44	29-Oct	360	237	202	181	163	139	107	59
45	5-Nov	370	238	203	181	164	140	108	61
46	12-Nov	380	241	205	183	164	140	109	65
47	19-Nov	370	241	204	183	163	140	108	65
48	26-Nov	320	241	207	185	163	140	107	67
49	3-Dec	330	243	208	185	164	140	108	67
50	10-Dec	330	243	207	184	162	139	110	69
51	17-Dec	340	244	207	184	161	138	114	73
52	24-Dec	360	249	206	182	158	134	111	78
1	31-Dec	370	242	203	176	150	124	103	74
2	8-Jan	370	245	198	170	142	115	96	72
3	15-Jan	360	239	196	162	134	108	92	72
4	22-Jan	320	223	181	149	120	95	83	62
5	29-Jan	305	215	173	138	111	89	77	57
6	5-Feb	320	210	165	130	104	85	71	50
7	12-Feb	330	209	159	124	100	84	69	49
8	19-Feb	320	192	146	113	90	76	60	45
9	26-Feb	350	187	140	109	88	72	61	44
10	5-Mar	310	173	125	98	79	66	53	37
11	12-Mar	247	146	106	82	66	54	41	27
12	19-Mar	186	129	92	72	58	46	33	20
13	26-Mar	186	120	85	66	53	41	30	17
14	2-Apr	201	112	82	65	51	39	29	17
15	9-Apr	163	88	64	50	39	28	18	10
16	16-Apr	143	86	62	48	37	27	17	9
17	23-Apr	143	83	60	46	35	25	17	9
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				



Comparativos de Valores del agua de Terra de la optimización.

Se muestra a continuación los valores de agua para las diferentes Clases Hidrológicas y Stocks de Bonete en algunas semanas seleccionadas del escenario de referencia definido con precio de barril de 90 USD/barril e incrementos medios de demanda (5.2% para 2011).

VALORES DEL AGUA, semana 44 ,52 ,4 y 16





Operación esperada (modelo EDF)

Se presentan los resultados de la simulación realizada a partir de la política de operación compuesta por la optimización (valor del agua de Terra) antes presentada y aplicando el despacho por seguridad y calidad de abastecimiento. Se detallan los diferentes escenarios combustible/demanda analizados.

Balance energético

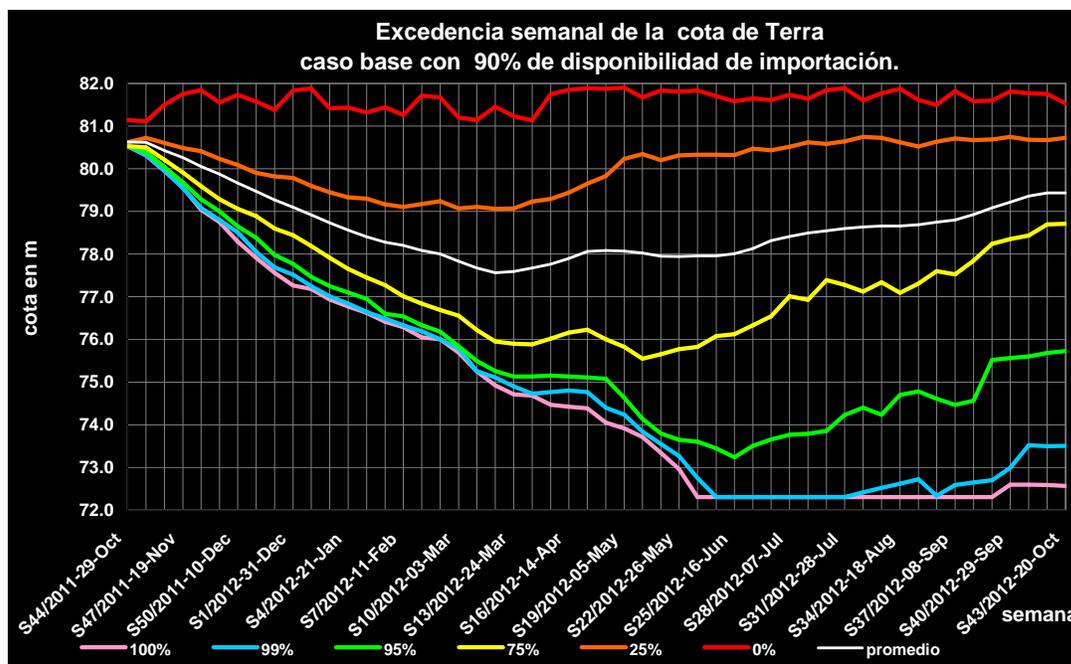
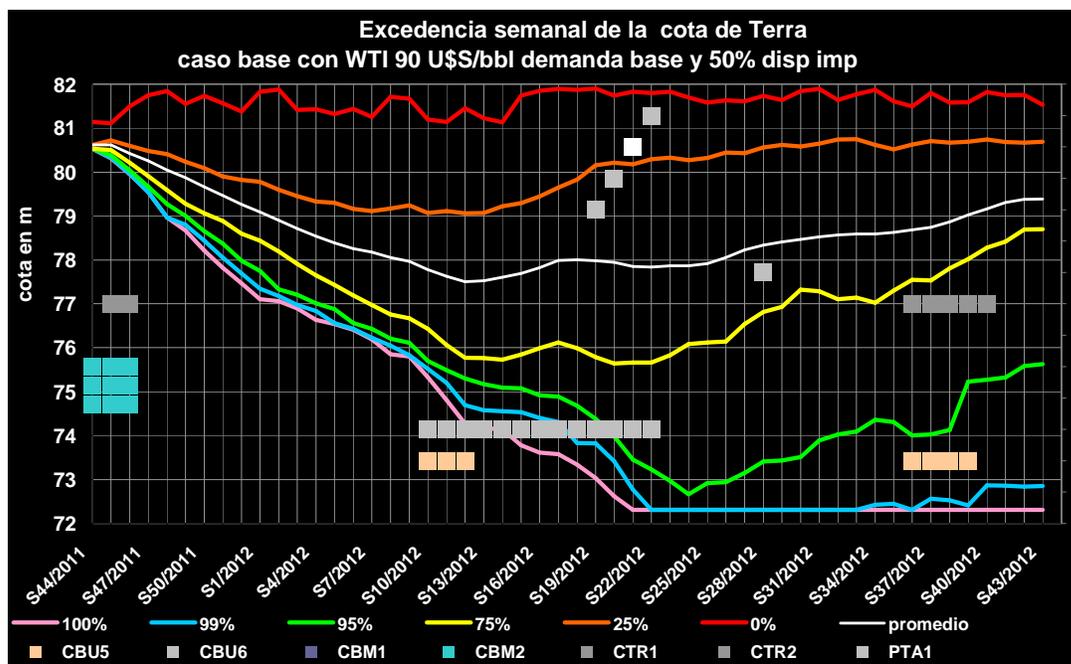
Tabla 7 Balance semestral (semanas 44-2011 a 17-2021) en valor esperado

Programación Estacional nov 2011 - abr 2012 - Semanas 44/2011 a				
2011 SI - 2012 SI - 2013 NO - 2014 NO - 2015 NO				
ESCENARIO	Seco - Costos - (0.0% - 100%)			
GENERACIÓN (GWh)	VVTI-90 - dem - base - ancap - nov -	VVTI-70 - dem - base - ancap - nov -	VVTI-110 - dem - base - ancap - nov -	VVTI-110 - dem - alta - ancap - nov -
Terra	331	329	332	340
Baygorria	232	231	234	240
Palmar	662	659	665	675
Río Negro	1225	1219	1231	1256
Salto Grande	1483	1483	1483	1484
Total Hidráulico	2708	2702	2714	2740
Batlle 6ª Unidad	150	150	149	153
Batlle 6ª Unidad	178	179	178	182
Batlle Sala B	82	82	82	85
PTA TGE GN	0	0	0	0
PTA TGE GO	685	685	686	704
CTR+TGAA	343	343	344	363
Motores	235	235	233	239
Total Térmico	1673	1673	1673	1726
CEM SA I +GM SA	69	69	69	70
RIVERA 70 MW	38	38	38	39
CONTINGENTE INV	0	0	0	0
CEM SA II	40	40	40	41
CONTINGENTE RESTO	74	79	66	90
GEN DIST	158	158	158	158
BOTNIA	116	116	116	116
Exportación	-69	-69	-69	-62
FALLA 1	25	27	22	32
FALLA 2	16	14	20	24
FALLA 3	1	1	1	2
FALLA 4	0	0	0	0
TOTAL Falla	41	42	43	58
Demanda Total	4847	4847	4847	4977



Evolución del lago de Bonete: excedencias de cota

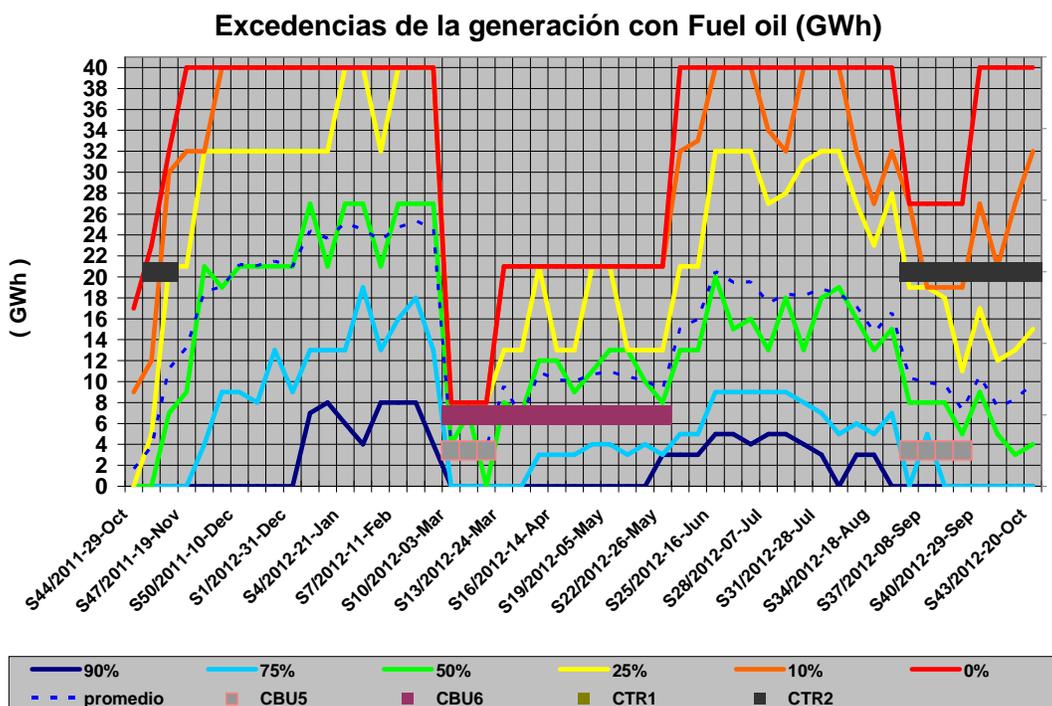
Siguen gráficas con la excedencia semanal de la cota de Terra para los casos con respaldo de importación con 50% de disponibilidad (caso base) y con 90% de disponibilidad (condiciones adversas). A los efectos de una mejor interpretación de los resultados se incluyen en el primer caso los mantenimientos mayores de unidades térmicas según el PAM vigente.





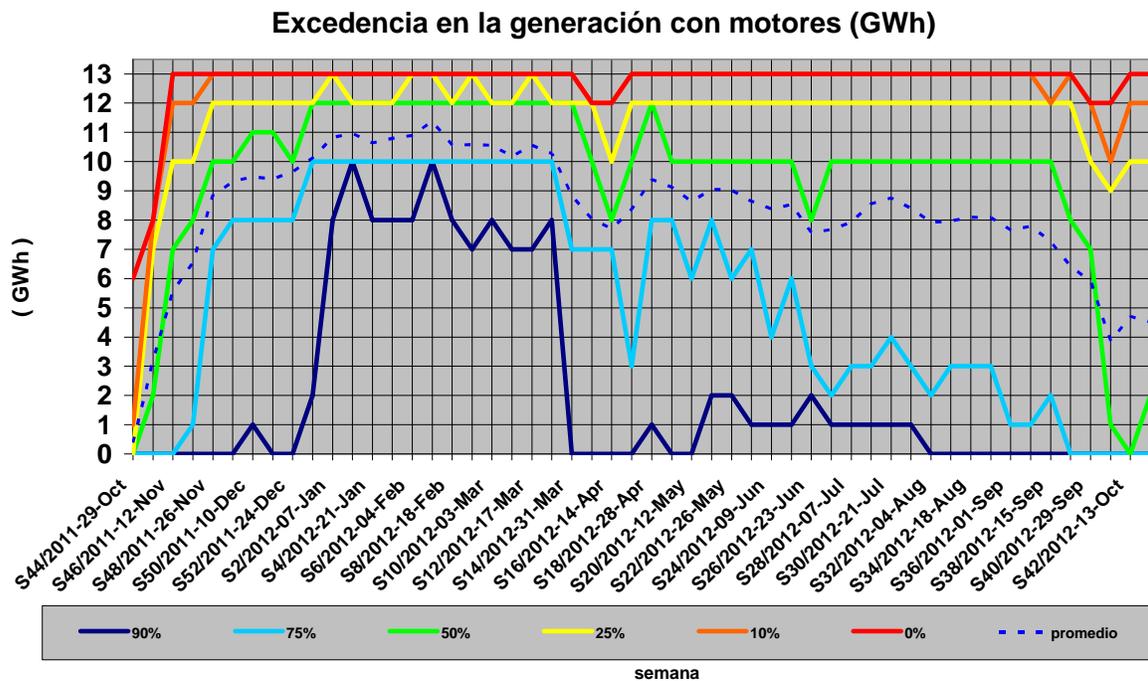
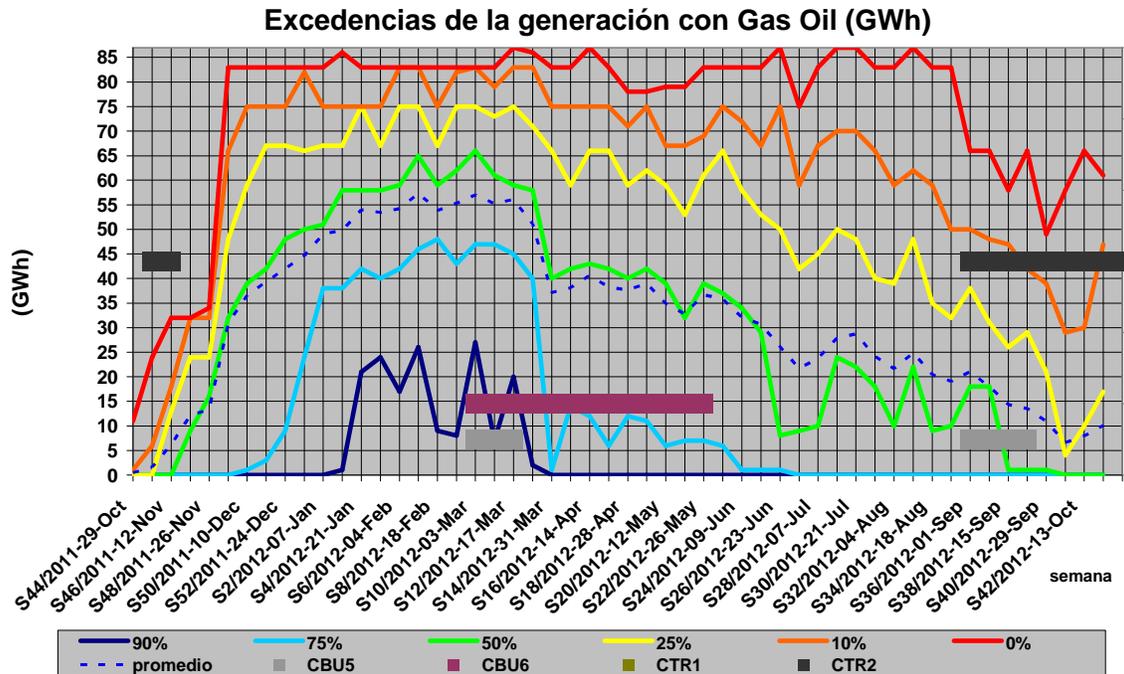
Probabilidad de excedencia en el despacho de unidades térmicas

Siguen gráficos con las excedencias de energía despachada de las unidades térmicas según energético de base. Se agregan como referencia los mantenimientos mayores previstos sobre las unidades de mayor porte.





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





Probabilidad de Excedencia de Falla (modelo EDF)

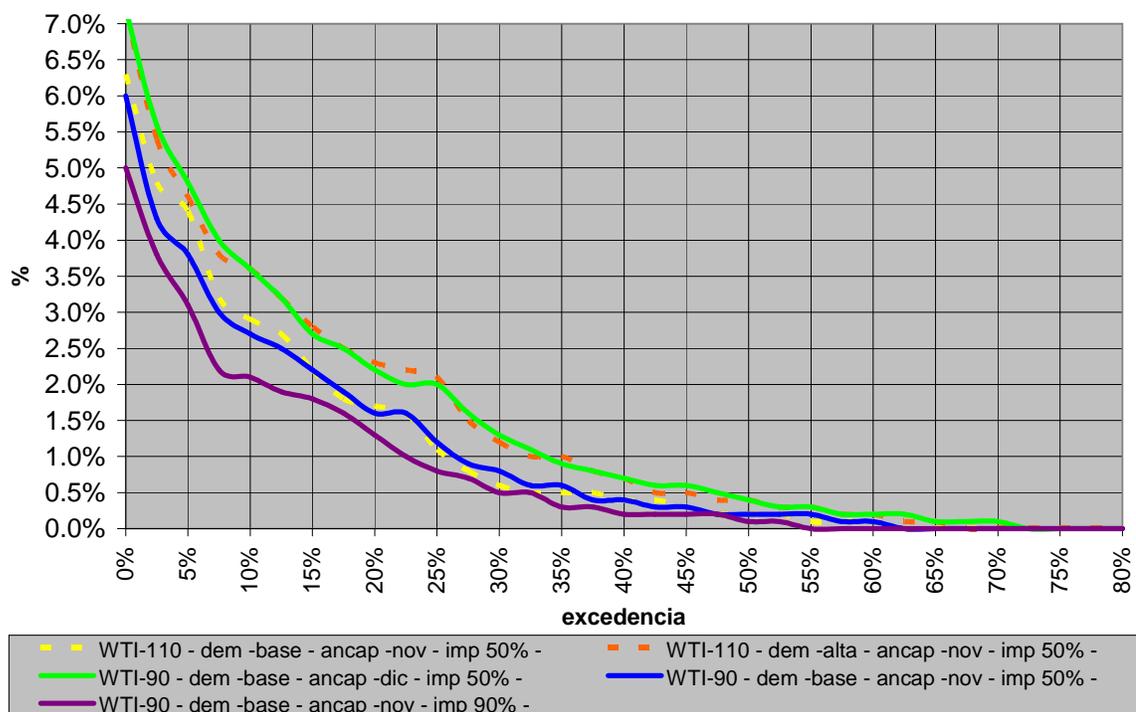
Se presenta en el siguiente gráfico la distribución de probabilidad de excedencia de energía de falla para el período (semanas 44 2011 a 17 de 2012), en % sobre la demanda del período, para 2 alternativas de respaldo, (respaldo normal y en condiciones adversas) para el caso considerado base. Se observa que la probabilidad de ocurrencia de algún tipo de restricción al consumo en el período se sitúa en el 63%, alcanzándose una profundidad máxima en torno al 6% sin respaldo adicional. Con respaldo adicional estos valores caen a 55% y 5% respectivamente. Adicionalmente se muestra el despacho de fallo ante una eventual extensión de la parada de ANCAP a diciembre de 2011 y para los casos con WTI 110 U\$/bbl y demanda alta.

En la gráfica se observan los siguientes casos:

Caso	Respaldo en invierno (S18 a S40)		Respaldo fuera de invierno (S41 a S17)	
	Potencia	Disponibilidad	Potencia	Disponibilidad
Dem - Base- Comb- 90	140	50%	200	65%
Dem- Base- Comb 90- 90%	140	90%	200	90%

Gráfico 3 Probabilidad de Excedencia de Falla

**Programacion Estacional nov 2011 - abr 2012
Distribución de probabilidad de energía de FAL/DEMANDA**



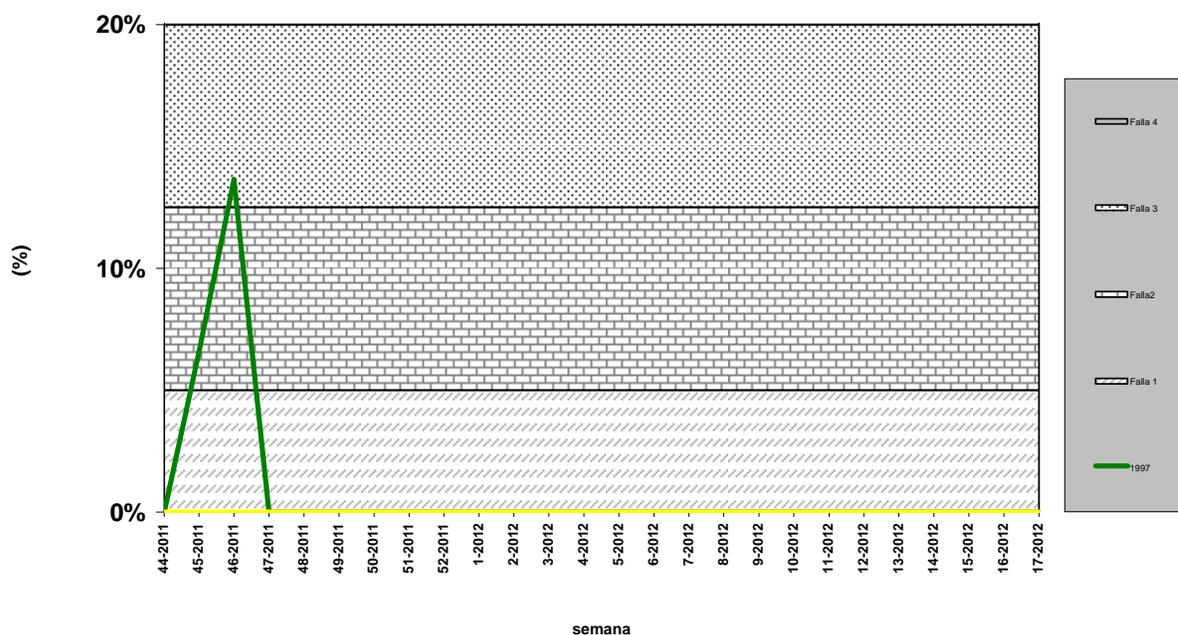


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Para el respaldo en condiciones adversas considerado se muestran a continuación las crónicas que en el período estacional alcanzan falla máxima superior a Falla 2 (12.5% de la demanda en el caso considerado que corresponde a la suma de los valores vigentes para los escalones de falla 1 y 2).

Gráfico 4 Crónicas con falla máxima superior al escalón F2 para respaldo en condiciones adversas 90%

FALLA POR CRONICA - CVR - x1 - imp - 90% - - CRONICAS CON FALLA MAXIMA > 12.50% ENTRE SEMANAS 2011-44 A 2012-17 - SIN CRONICAS EXCLUIDAS

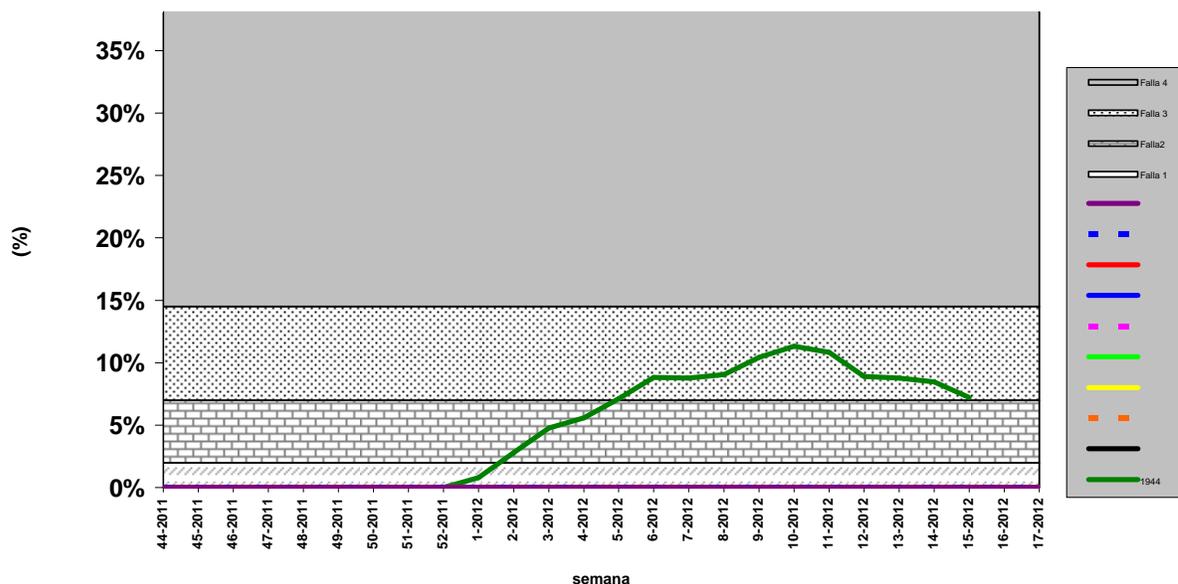




ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 5 Crónica que alcanza mayor profundidad de la Falla promedio móvil de 5 semanas para respaldo en condiciones adversas 90%: Falla

FALLA POR CRONICA - CVR - x1 - imp - 90% - - CRONICAS CON FALLA MAXIMA > 11.20% ENTRE SEMANAS 2011-44 A 2012-17 - SIN CRONICAS EXCLUIDAS



La gráfica anterior indica que, considerando la falla promedio de 5 semanas (para modelar el impacto de los lagos de corto plazo en el despacho de falla), el máximo nivel de falla alcanzado en el período estacional es del 11.2 % de la demanda, correspondiente a la crónica de 1944.



Análisis semanal de Abastecimiento de la demanda

CVR - x1 - imp - 90% -

Crónicas de clase : 1 a 5 (101cr), desde la semana44

Filtro Crónicas : **todas las crónicas**

Falla 1, Falla 2, Falla 3, Falla 4 , tal que sean >0

Semana	Fecha inicio	Probabilidad Ocurrencia de RCE (%)	Cant crónicas con RCE	RCE promedio (crónicas con RCE)(GWh)	Demanda (GWh)	RCE prom (cr. con RC)/ demanda (%)	RCE máx/ demanda (%)
44-2011	29-10	2.0%	2	0.2	173.4	0%	0%
45-2011	5-11	2.0%	2	5.9	176.9	3.3%	7%
46-2011	12-11	4.0%	4	7.1	179.7	4.0%	14%
47-2011	19-11	5.9%	6	1.9	181.9	1.0%	2%
48-2011	26-11	6.9%	7	10.3	184.9	5.5%	12%
49-2011	3-12	1.0%	1	0.3	184.1	0.2%	0%
50-2011	10-12				191.3		
51-2011	17-12	2.0%	2	11.6	186.3	6.2%	9%
52-2011	24-12	1.0%	1	5.3	184.6	2.9%	3%
1-2012	31-12	6.9%	7	7.6	176.5	4.3%	5%
2-2012	7-1	7.9%	8	7.1	190.6	3.7%	4%
3-2012	14-1	12.9%	13	10.7	194.8	5.5%	12%
4-2012	21-1	12.9%	13	11.7	196.1	6.0%	11%
5-2012	28-1	9.9%	10	9.3	191.8	4.8%	10%
6-2012	4-2	11.9%	12	9.9	192.8	5.1%	10%
7-2012	11-2	15.8%	16	10.6	191.8	5.5%	11%
8-2012	18-2	22.8%	23	11.3	194.4	5.8%	13%
9-2012	25-2	22.8%	23	12.4	194.0	6.4%	12%
10-2012	3-3	21.8%	22	14.6	190.8	7.6%	12%
11-2012	10-3	15.8%	16	18.9	190.2	9.9%	13%
12-2012	17-3	16.8%	17	19.1	188.3	10.2%	12%
13-2012	24-3	19.8%	20	12.8	180.7	7.1%	13%
14-2012	31-3	13.9%	14	8.1	172.8	4.7%	9%
15-2012	7-4	11.9%	12	10.7	184.7	5.8%	11%
16-2012	14-4	7.9%	8	15.7	185.8	8.5%	12%
17-2012	21-4	14.9%	15	10.7	187.7	5.7%	11%



RESULTADOS USANDO MODELO SIMSEE

Política de Operación de Largo Plazo de la Central G. Terra

La política de operación de largo plazo de la central G. Terra consiste en los valores del agua obtenidos de la optimización dada por el modelo de largo plazo con un mínimo valor que determina un despacho de fuentes de generación y falla con el objetivo de obtener un mínimo elegido de seguridad y calidad de abastecimiento.

Valores del agua de Terra de la optimización.

Se presentan los valores del agua de Terra de la optimización obtenidos del modelo de largo plazo, par las diferentes clases hidrológicas y stocks de Bonete.

En rojo se representan los valores de agua que superan el valor de falla 1, en marrón claro los valores de agua que superan al costo de la CTR pero son inferiores a falla1, y en celeste los valores que superan el costo de la 5^{ta} unidad de la Central Batlle:

Valor menor a 5ta. U. de CBO	Valor entre 5ta y CTR	Valor entre CTR y falla 1	Valor superior a falla 1
---------------------------------	--------------------------	------------------------------	-----------------------------

En el escenario de referencia considerado (incremento medio en la demanda y un precio medio de barril de petróleo de 90 USD) el costo variable de CTR resulta superior al valor oficial de falla 1 (250 USD/MWh) por lo que en las tablas que se muestran a continuación no aparece ningún valor superior a CTR y menor a falla1.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 8 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 1

CLASE 1		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		197	197	197	197	197	197	197	197
CTR		285	285	285	285	285	285	285	285
semana	Fecha inicial								
44	29-Oct	1.290	888	611	455	369	323	292	276
45	05-Nov	1.301	884	604	451	367	320	291	276
46	12-Nov	1.274	851	581	440	359	314	287	274
47	19-Nov	1.224	807	558	425	350	309	285	272
48	26-Nov	1.104	754	521	396	339	301	282	270
49	03-Dic	1.117	763	526	398	339	301	281	269
50	10-Dic	1.119	759	522	395	337	299	279	267
51	17-Dic	1.113	753	516	392	334	297	278	265
52	24-Dic	1.120	752	515	390	333	295	277	263
1	31-Dic	1.094	733	503	384	327	292	274	260
2	07-Ene	1.092	730	500	381	325	290	273	258
3	14-Ene	1.098	737	504	382	325	289	272	256
4	21-Ene	1.099	741	505	383	325	288	270	253
5	28-Ene	1.101	745	505	382	324	287	268	249
6	04-Feb	1.110	751	507	382	323	285	266	245
7	11-Feb	1.147	777	519	388	326	285	264	242
8	18-Feb	1.181	796	531	395	326	285	262	238
9	25-Feb	1.212	812	539	400	326	284	259	233
10	03-Mar	1.187	794	527	389	320	280	255	230
11	10-Mar	1.167	781	518	382	315	278	253	227
12	17-Mar	1.152	772	511	375	311	275	251	224
13	24-Mar	1.164	780	514	376	310	274	248	221
14	31-Mar	1.151	788	512	373	309	273	247	218
15	07-Abr	1.209	822	529	379	314	273	245	215
16	14-Abr	1.276	855	544	388	316	272	242	212
17	21-Abr	1.349	891	559	396	319	271	238	208



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 9 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 2

CLASE 2		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		197	197	197	197	197	197	197	197
CTR		285	285	285	285	285	285	285	285
semana	Fecha inicial								
44	29-Oct	1.107	739	516	400	343	304	282	269
45	05-Nov	1.137	752	521	403	343	304	282	269
46	12-Nov	1.142	740	513	399	339	301	281	268
47	19-Nov	1.122	718	502	394	334	298	279	268
48	26-Nov	1.006	676	475	373	324	292	277	266
49	03-Dic	1.021	687	480	375	325	292	277	265
50	10-Dic	1.027	685	477	374	322	290	275	263
51	17-Dic	1.026	683	475	372	321	289	274	261
52	24-Dic	1.033	680	472	369	318	287	272	259
1	31-Dic	1.005	661	460	363	313	284	269	255
2	07-Ene	998	654	455	360	310	282	267	252
3	14-Ene	1.006	661	458	360	310	282	266	250
4	21-Ene	1.007	665	459	360	310	281	264	247
5	28-Ene	1.003	660	454	357	307	279	261	242
6	04-Feb	1.006	660	453	356	305	277	258	236
7	11-Feb	1.041	677	461	360	306	276	256	232
8	18-Feb	1.070	690	467	363	306	274	252	227
9	25-Feb	1.100	700	471	366	305	272	247	221
10	03-Mar	1.074	683	461	357	299	268	243	217
11	10-Mar	1.048	668	451	349	294	265	240	213
12	17-Mar	1.027	657	443	342	289	263	236	208
13	24-Mar	1.035	657	441	340	287	259	233	204
14	31-Mar	1.007	657	437	336	285	260	231	202
15	07-Abr	1.049	684	447	341	287	259	228	199
16	14-Abr	1.096	714	455	344	287	256	224	196
17	21-Abr	1.172	744	467	351	289	255	221	193



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 10 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 3

CLASE 3		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		197	197	197	197	197	197	197	197
CTR		285	285	285	285	285	285	285	285
semana	Fecha inicial								
44	29-Oct	870	592	434	357	314	287	272	253
45	05-Nov	906	606	440	361	316	288	274	258
46	12-Nov	927	611	441	361	314	287	273	259
47	19-Nov	929	611	440	359	313	286	273	261
48	26-Nov	870	592	428	349	307	283	271	260
49	03-Dic	888	601	431	351	308	283	270	260
50	10-Dic	902	603	431	350	307	282	269	258
51	17-Dic	905	603	429	349	305	281	268	256
52	24-Dic	910	598	426	347	303	280	266	253
1	31-Dic	883	581	416	341	298	277	263	249
2	07-Ene	875	573	410	337	295	275	260	245
3	14-Ene	884	578	412	337	295	274	259	242
4	21-Ene	882	579	411	336	293	273	257	238
5	28-Ene	870	568	404	332	290	270	253	232
6	04-Feb	867	562	400	328	287	267	248	226
7	11-Feb	893	571	403	330	287	266	245	221
8	18-Feb	909	575	403	330	286	263	240	214
9	25-Feb	932	579	404	330	284	259	233	207
10	03-Mar	901	561	393	322	279	253	227	201
11	10-Mar	867	547	385	314	274	249	222	195
12	17-Mar	840	534	376	306	269	244	217	188
13	24-Mar	840	527	371	301	265	239	211	183
14	31-Mar	810	523	365	297	264	237	209	180
15	07-Abr	835	534	368	298	263	235	206	178
16	14-Abr	868	544	371	298	262	232	202	175
17	21-Abr	916	559	373	299	263	229	198	173



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 11 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 4

CLASE 4		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		197	197	197	197	197	197	197	197
CTR		285	285	285	285	285	285	285	285
semana	Fecha inicial								
44	29-Oct	638	463	366	317	288	268	244	212
45	05-Nov	668	475	372	320	290	273	254	227
46	12-Nov	686	483	375	321	290	274	259	235
47	19-Nov	704	494	379	322	290	275	262	246
48	26-Nov	709	499	379	322	290	272	262	249
49	03-Dic	730	508	382	323	290	273	262	250
50	10-Dic	741	509	382	323	289	272	261	248
51	17-Dic	750	512	382	322	288	271	260	246
52	24-Dic	749	506	378	320	286	270	257	243
1	31-Dic	731	494	371	314	283	267	253	238
2	07-Ene	719	487	366	310	280	264	250	234
3	14-Ene	722	486	365	309	278	263	247	230
4	21-Ene	718	482	362	306	277	261	244	226
5	28-Ene	701	469	354	300	273	257	239	219
6	04-Feb	691	460	349	296	270	253	233	212
7	11-Feb	697	459	347	294	269	250	228	205
8	18-Feb	700	455	344	291	267	246	222	197
9	25-Feb	696	448	340	288	263	239	214	187
10	03-Mar	660	430	329	281	257	232	206	178
11	10-Mar	626	417	318	275	251	224	197	169
12	17-Mar	593	402	307	269	242	215	188	159
13	24-Mar	566	391	298	262	233	207	179	149
14	31-Mar	557	385	293	258	229	202	174	144
15	07-Abr	561	382	291	254	224	198	170	141
16	14-Abr	559	375	287	250	219	193	165	138
17	21-Abr	561	368	284	248	216	190	162	138



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

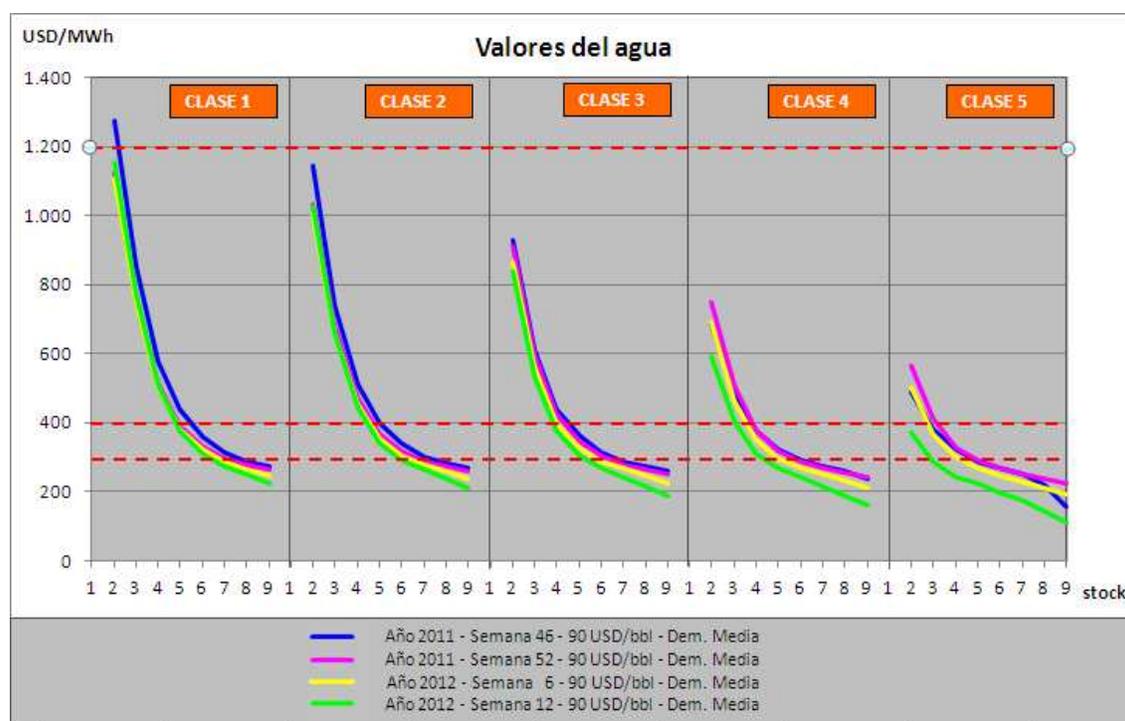
Tabla 12 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 5

CLASE 5		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		197	197	197	197	197	197	197	197
CTR		285	285	285	285	285	285	285	285
semana	Fecha inicial								
44	29-Oct	440	357	309	282	260	229	180	109
45	05-Nov	465	369	315	285	266	243	203	133
46	12-Nov	489	381	320	288	269	252	220	159
47	19-Nov	508	390	324	290	270	255	234	180
48	26-Nov	528	400	328	292	270	256	241	206
49	03-Dic	549	409	331	293	271	256	243	224
50	10-Dic	560	413	332	293	271	255	242	227
51	17-Dic	570	416	332	292	270	254	241	227
52	24-Dic	565	412	329	289	268	252	238	224
1	31-Dic	562	408	326	287	266	249	235	221
2	07-Ene	556	404	322	284	263	246	231	217
3	14-Ene	552	399	319	281	259	243	227	214
4	21-Ene	538	390	313	278	255	239	222	209
5	28-Ene	518	377	305	272	249	233	217	200
6	04-Feb	504	367	300	268	245	227	212	191
7	11-Feb	490	359	295	263	240	223	206	182
8	18-Feb	470	347	288	258	235	217	197	172
9	25-Feb	448	334	282	252	228	212	188	159
10	03-Mar	427	321	273	243	220	203	176	146
11	10-Mar	397	304	259	232	211	188	160	128
12	17-Mar	373	289	243	222	198	173	144	110
13	24-Mar	353	275	232	211	184	159	128	91
14	31-Mar	338	264	224	197	171	145	111	72
15	07-Abr	320	253	215	187	161	133	100	60
16	14-Abr	301	241	207	180	154	125	93	52
17	21-Abr	283	232	201	175	149	120	90	52



Comparativos de Valores del agua de Terra de la optimización.

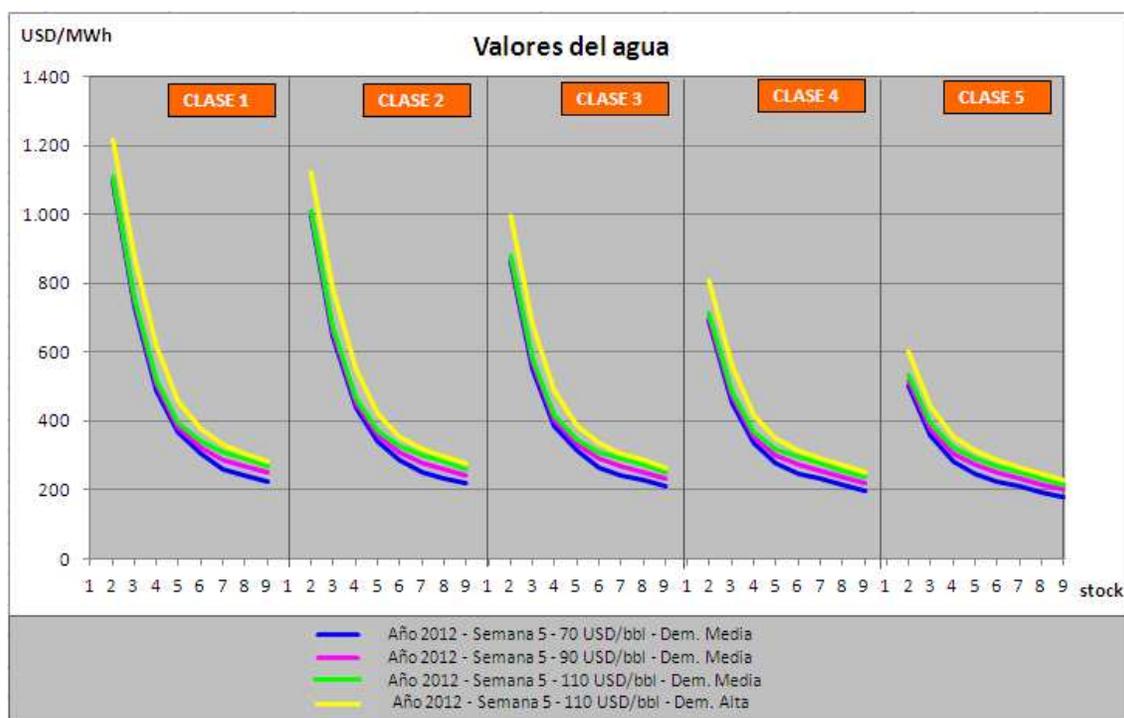
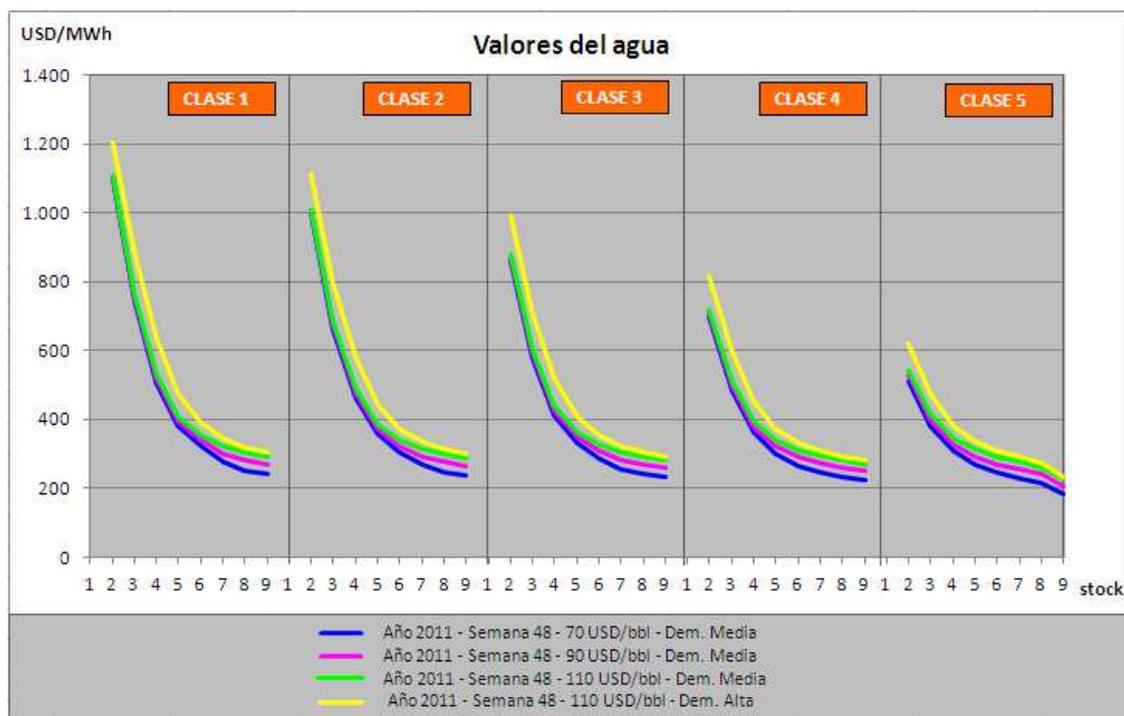
Se muestra a continuación los valores de agua para las diferentes Clases Hidrológicas y Stocks de Bonete para algunas semanas seleccionadas del escenario de referencia definido con precio de barril de petróleo de 90 USD/bbl e incrementos medios de demanda (5,2% para 2011).



Se muestra a continuación los valores de agua para las diferentes Clases Hidrológicas y Stocks de Bonete para las semanas 48/2011, 5 y 14/2012, representativas del inicio, mediados y fines del período que abarca el presente estudio, para las distintas combinaciones de precio de barril de petróleo y escenarios de incremento de demanda analizados, esto es: 70 USD/bbl y Dem.Media, 90 USD/bbl y Dem.Media, 110 USD/bbl y Dem.Media y Alta.

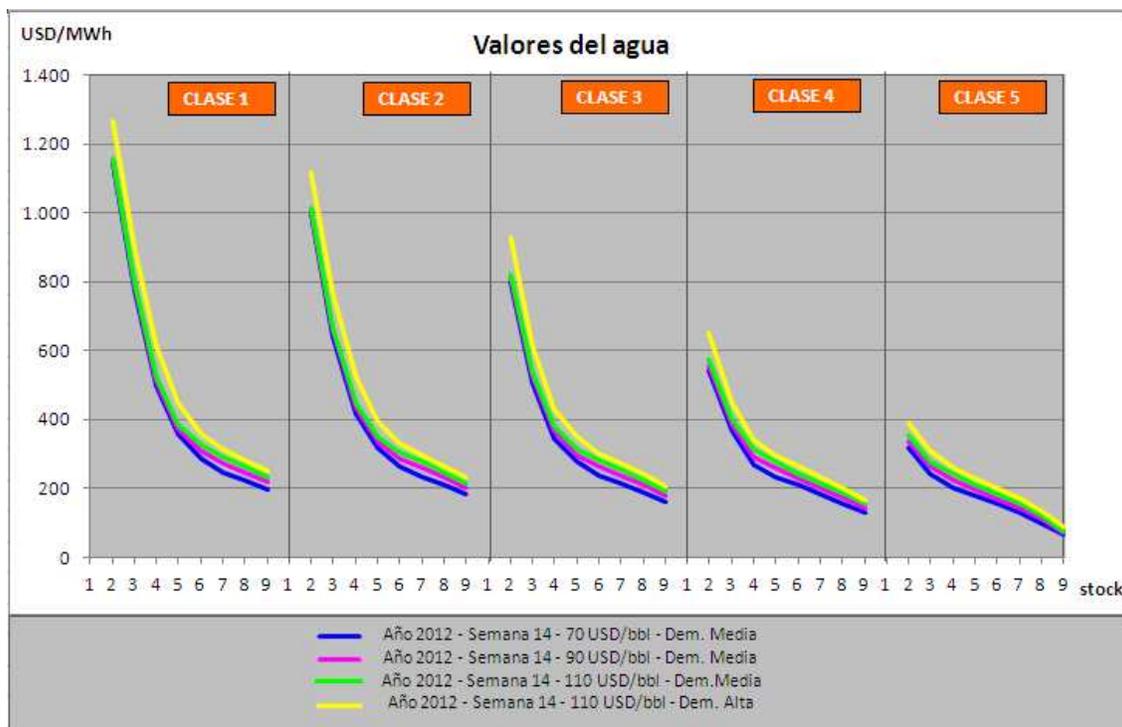


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



Operación esperada (modelo SimSEE)

En la página siguiente se presentan los resultados de la simulación realizada a partir de la política de operación compuesta por la optimización (valor del agua de Terra) antes presentada. Se detallan los diferentes escenarios de precio de combustible / incremento de demanda analizados.

Balance energético

Tabla 13 Balance semestral (semanas 44 de 2011 a 17 de 2012) en valor esperado



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

GENERACIÓN (GWh)	WTI 70 Dem. Media	WTI 90 Dem. Media	WTI 110 Dem. Media	WTI 110 Dem. Alta
Terra	337	338	351	338
Baygorria	220	230	229	220
Palmar	641	643	661	642
Total Río Negro	1.198	1.212	1.241	1.200
Salto Grande	1.561	1.556	1.561	1.563
Total Hidráulica	2.759	2.768	2.802	2.763
Battle 5a Unidad	166	178	166	170
Battle 6a Unidad	198	202	197	201
Battle Sala B	80	85	78	84
Pta. del Tigre GN	0	0	0	0
Pta. del Tigre GO	690	706	684	719
CTR+TGAA	251	239	235	273
Battle Motores	252	256	251	255
Total Térmica	1.637	1.666	1.611	1.702
Cemsa 1 (150 MW)	42	42	44	45
Cemsa 2 + GMSA (GN Boliv.)	57	57	58	60
Importac. Contingente	141	101	118	155
Imp. Brasil por Conv. Rivera	69	73	68	75
Total Importación	309	273	288	335
Generación Distr.	166	179	174	176
Agentes en Trasmisión	117	118	117	117
Total Autoprodutores	283	296	291	293
Exportación	-30	-27	-30	-27
Falla 1	52	36	42	59
Falla 2	11	7	17	25
Falla 3	0	0	0	0
Falla 4	0	0	0	0
Total Falla	63	43	59	84
Demanda Total	5.021	5.020	5.021	5.150



Probabilidad de Excedencia de Falla (SimSEE)

Se presenta en el siguiente gráfico la distribución de probabilidad de excedencia de energía de falla, para respaldo en condiciones normales y para todos los casos analizados. Se observa que la probabilidad de ocurrencia de algún tipo de restricción al consumo en el período, según los casos analizados, se sitúa aprox. entre 35% (caso más optimista) a 65% (peor caso)-

Gráfico 1 Probabilidad de Excedencia de Falla para el caso de referencia (demanda media, precio de combustible medio).

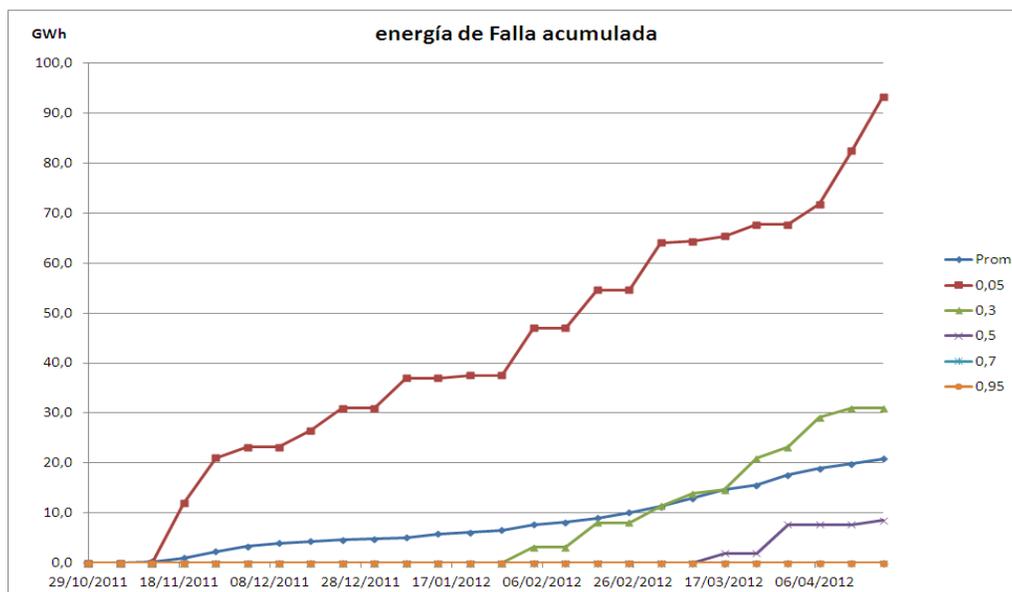




Gráfico 2 Probabilidad de Excedencia de Falla para el peor caso (demanda alta, precio de combustible alto).

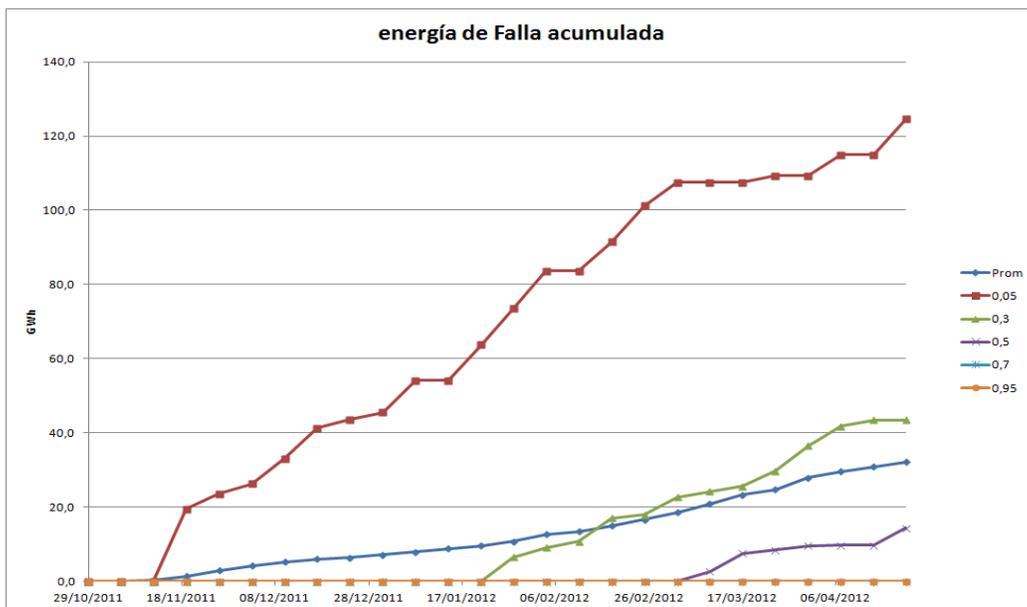
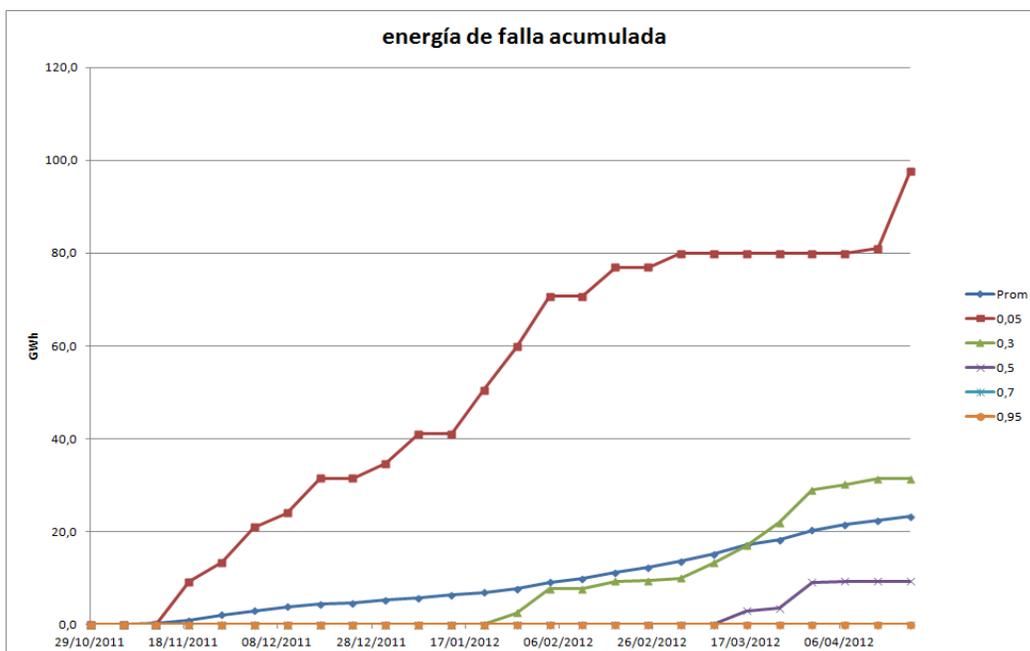


Gráfico 3 Probabilidad de Excedencia de Falla para el caso más optimista (demanda baja, precio de combustible bajo).





Precio Marginal

Se presentan información sobre los precios marginales en el período para el caso de referencia (demanda media y precio de barril de petróleo medio) y para el peor caso (demanda alta y precio de barril alto).

El Costo Marginal Promedio topeado en 250 USD/MWh, para el período es de 210,22 USD/MWh.

Tabla 14 Distribución de probabilidad del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por crónica (USD/MWh) para el caso de referencia (demanda media, precio de combustible medio).

USD/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
5%	246,6	246,6	246,6	246,6
30%	240,8	240,9	240,9	240,7
50%	234,7	234,8	234,8	234,3
70%	206,9	209,6	207,2	204,0
95%	101,3	118,3	115,2	57,2
promedio	210,22	213,5	212,0	203,6

Tabla 8 Costo Marginal medio (USD/MWh) topeado en 250 USD/MWh en el período para el peor caso (demanda alta, precio de combustible alto).

USD/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
5%	248,8	248,8	248,8	248,8
30%	243,1	243,1	243,1	243,0
50%	240,3	240,6	240,4	240,0
70%	223,2	225,6	224,0	219,7
95%	119,7	142,1	132,0	74,5
promedio	218,79	222,4	220,4	212,3



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 4 Variación a lo largo del semestre (semanas 44 de 2011 a 17 de 2012) del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por poste para el caso de referencia (demanda media y WTI a 90 USD/bbl).

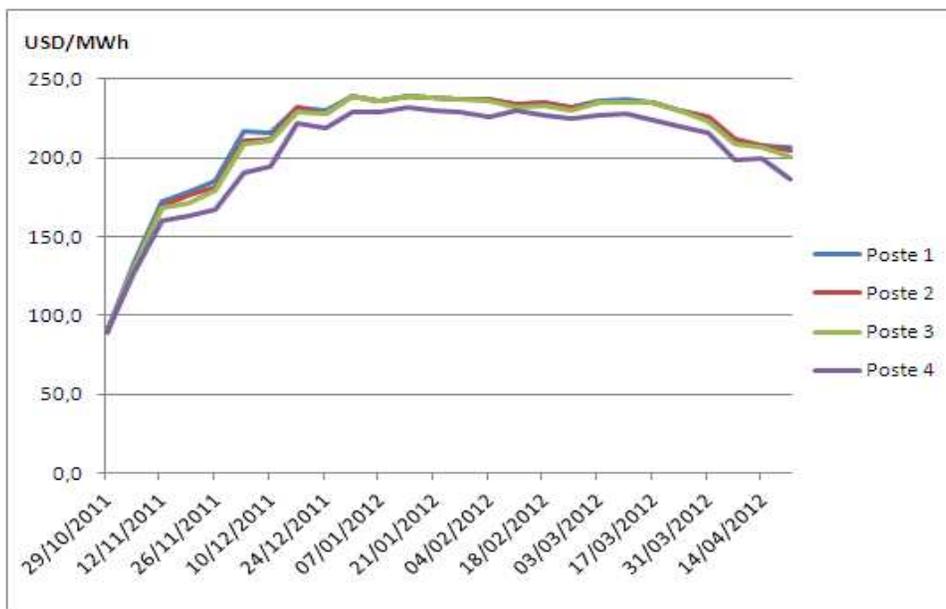
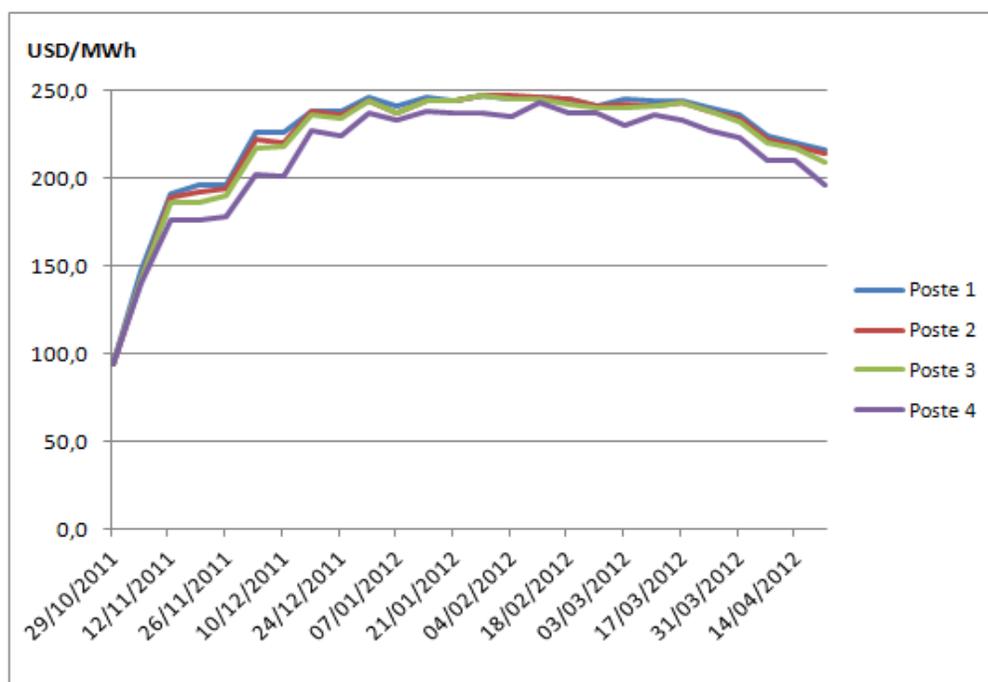


Gráfico 5 Variación a lo largo del semestre (semanas 44 de 2011 a 17 de 2012) del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por poste para el peor caso (demanda alta y WTI a 110 USD/bbl).





ÍNDICE

Resumen Ejecutivo.....	2
Hipótesis.....	4
Demanda y falla.....	5
Combustibles.....	7
Restricciones de abastecimiento de combustibles considerados.....	8
Escenarios de casos a analizar- demanda/combustible.....	9
Parque generador (disponibilidad).....	9
Costos variables térmicos.....	10
Mantenimientos programados.....	13
Incorporación de generación de biomasa.....	15
Incorporación de generación eólica.....	17
Comercio Internacional.....	21
Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento.....	24
Resultados usando modelo EDF.....	25
Operación esperada (modelo EDF)	36
Probabilidad de excedencia de falla (modelo EDF)	39
Resultados usando modelo SimSEE.....	44
Operación esperada (modelo SimSEE)	53
Probabilidad de excedencia de falla (modelo SimSEE)	55
Precio Marginal.....	57