



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Programación Estacional Mayo – Octubre 2011

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
17/5/2011	1	Versión preliminar para agentes
23/5/2011	2	Versión preliminar para agentes incorporando resultados modelos EDF
10/6/2011	3	Versión aprobada con resultados EDF y SimSEE



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

1.- Resumen ejecutivo.

El objetivo del presente informe es definir para el período estacional mayo – octubre 2011, 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): 105 USD/barril, Bajo: 80 USD/barril y Alto: 130 USD/barril
- El escenario de referencia considerado es el que corresponde a un incremento medio en la demanda (5.2%) y un precio medio de barril de petróleo (105 USD/barril).
- Se considera una importación de energía adecuada al respaldo real obtenido de los países vecinos en los períodos anteriores, esto es, se redujo la disponibilidad de importación contingente sea para el periodo de buena disponibilidad, esto es fuera de los meses de invierno (200MW 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 del 1° de junio de 2012 y hasta el 1° de enero de 2015 (en forma escalonada en parques de 50MW) un total de 300MW de potencia instalada eólica (licitación K39607 y su ampliación); a partir del 1° de marzo de 2013 y hasta el 1° de noviembre del mismo año un total de 200MW de potencia instalada en centrales de biomasa (los 80 MW iniciales corresponden al emprendimiento de Montes del Plata); a partir del 1° de junio de 2013 primera unidad TG del futuro ciclo combinado, incorporándose la 2ª unidad el 1° de noviembre del mismo año y cerrándose el ciclo en noviembre de 2015, con una potencia nominal de 390 MW.

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

- Los dos nuevos contratos de compra de energía no firme con comercializadores de Argentina CEMSA ENDESA 2 (150 MW) y GMSA (36 MW) adicionales al ya existente con CEMSA ENDESA 1 (150 MW), para los cuales se consideró factible una renovación por un año hasta fines de 2012. Se redujo la disponibilidad de estos contratos solamente para los meses de abril y octubre (con 50% f.disp.), 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:



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- 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:

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 177,6 USD/MWh, para la alternativa de referencia considerada de demanda media y costo de combustible medio.

2.- Hipótesis

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

2.1.- Hipótesis básicas:

- Período de Optimización: 30/04/2011 – 01/05/2014
- Período de Simulación: Semanas 18 a 43 del 2011
 - Semana de inicio: 18/2011 (Comienza el 30/4/2011)
 - Semana de finalización: 43/2011 (Comienza el 29/10/2011)
- Cotas de Inicio:
 - Terra: 76,75 m (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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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: v3.03

Versión de Programa Murdoc/Murvagua (EDF): v7.7

2.2.- Demanda y Falla

2.2.1.- Previsión de demanda

- Demanda total prevista en el semestre: la demanda prevista para el período es de 5.305 GWh para el Escenario Medio (caso base de referencia).

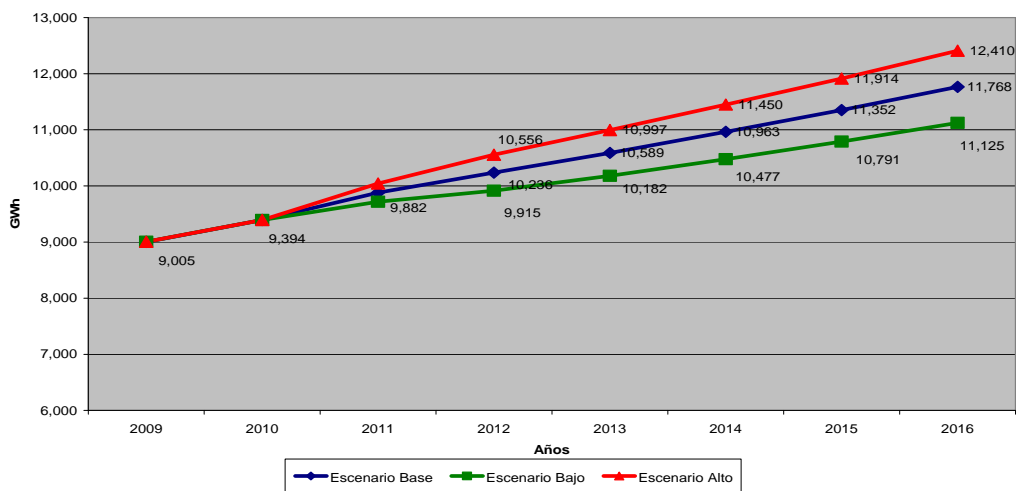
Año	Tipo	Escenario Base (Medio)	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
		(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
2008	REAL	8.781	-1,06	8.781	-1,06	8.781	-1,06
2009	REAL	9.005	2,55	9.005	2,55	9.005	2,55
2010	REAL	9.394	4,31	9.394	4,31	9.394	4,31
2011	PREVISIÓN	9.882	5,20	9.719	3,46	10.045	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.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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), esto es, para los mismos solo se considera la energía entregada a transmisión (sin restar los consumos). No se tuvieron en cuenta posibles demandas de grandes emprendimientos (ej.: Aratirí), las cuales se tratarán en forma exógena.

2.2.2.- 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	4.751	250*
Entre 5 y 12,5	7.601	400
Entre 12,5 y 20	22.804	1.200
Entre 20 y 100	38.006	2.000

Tipo de cambio: 19,003 \$U / USD (interbancario vendedor BCU 15/04/2011)

* A los efectos de no despachar Falla (escalón 1) previo a la unidad CTR, para precios de petróleo de 105 y 130 USD/barril, este valor se elevó a 312 y 364 USD/MWh respectivamente (10% superior a una máquina TG de referencia con rendimiento de 30%).



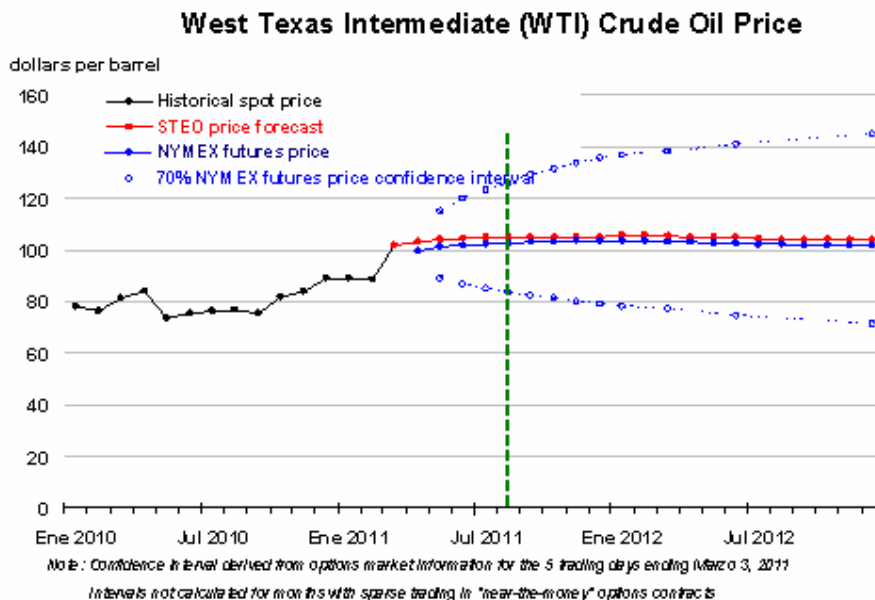
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.3.- Combustibles

2.3.1.- 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 105 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. 80 y 130 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 entorno del 10%.



Source: Short-Term Energy Outlook, March 2011





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Valores resultantes:

Combustible	Referencia de precio de Barril de Petróleo		
	80 USD	105 USD	130 USD
Precio Fuel Oil (USD / Ton)	467	660	762
Precio Gas Oil (USD / m3)	628	858	999
Precio Fuel Oil Motores (USD / Ton)	492	685	787

2.3.2.- Restricciones de abastecimiento

Parada de la refinería: Según la última información recibida de ANCAP la parada prevista de mantenimiento general la refinería de La Teja se producirá a partir de setiembre de 2011 por un período estimado de 3 meses (semanas 36 a 48 inclusive), pudiendo extenderse a diciembre como contingencia. 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 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 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. 80%.

2.3.3.- 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).



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.4.- Combinación 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	80 (USD/barril)	105 (USD/barril)	130 (USD/barril)
3,46%	x		
5,20%		x	
6,93%			x

2.5.- Parque Generador

2.5.1.- Disponibilidad

Coficiente de disponibilidad 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 utilizar los valores que figuran en el cuadro adjunto:

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%

Se ajustaron los valores para tener en cuenta la evolución real del comportamiento de las unidades en el último período y los mantenimientos realizados. En particular se ajustó un 5% a la baja la disponibilidad de: Sala B y motores, y un 10% a la baja la disponibilidad de CTR y PTA.

Los valores anteriores surgen del factor de respuesta presentado en la siguiente tabla considerando que los valores bajos registrados en CTR1 y en PTA se deben a los mayores niveles de incertidumbre en la duración de los mantenimientos, lo que ha llevado a penalizaciones por indisponibilidades forzadas al extenderse los trabajos más allá de las fechas originalmente previstas. El cambio de tecnología en curso sobre Central Motores también ha experimentado aplazamientos de este tipo.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Factor de respuesta de unidades térmicas TV

Fecha inicio	01-10-2010	días	206	NOTA: EN LA SEMANA 16 DE 2011 SE CAMBIARON LOS FR EN LOS MODELOS															
Fecha fin	24-04-2011																		
	5TA	6TA	SB	M.C.B.	PT11	PT12	PT13	PT14	PT15	PT16	CTR1	CTR2	TGAA	TV	PTI	CTR	TGs	TER	
E Convocado GWh	255.8	459.0	88.3	264.6	177.4	164.4	160.3	172.8	172.2	166.5	222.5	239.9	0.1	1067.6	1013.7	462.4	1476.1	2543.8	
E Generado GWh	152.5	331.4	46.4	222.5	92.2	129.2	119.4	130.0	129.4	141.6	88.3	216.2	0.1	752.8	741.9	304.5	1046.4	1799.2	
P Conv (MWmed)	51.7	92.8	17.9	53.5	35.9	33.3	32.4	35.0	34.8	33.7	45.0	48.5	0.0	215.9	205.0	93.5	298.6	514.5	
P Gen (MWmed)	30.8	67.0	9.4	45.0	18.6	26.1	24.2	26.3	26.2	28.6	17.9	43.7	0.0	152.3	150.1	61.6	211.6	363.9	
FR	59.6%	72.2%	52.6%	84.1%	52.0%	78.6%	74.5%	75.2%	75.2%	85.0%	39.7%	90.1%	100.0%	70.5%	73.2%	65.9%	70.9%	70.7%	

A su vez, y a los efectos de considerar el efecto de los trabajos de mantenimiento previstos en el PAM, se mejora la respuesta esperada de las unidades turbo vapor según el siguiente detalle:

- CB5: se sube a 80% para 2012, a partir de la fecha estimada de fin para el mantenimiento mayor y posterior lavado químico, a realizar entre el 26 de febrero y el 12 de mayo, completándose entre el 1 y 20 de diciembre de 2011 y se sube a 85% para 2013 (al finalizar los trabajos previstos en el período desde agosto a diciembre 2012).
- CB6: se usa 85% a partir de diciembre de 2011 (fin previsto de la intervención mayor para cambio de tubos condensador, reparación del colector inferior y cambio de calentadores AP a realizarse entre setiembre y noviembre de 2011).

En todos los casos se considera una disponibilidad reducida al 50% en las dos semanas posteriores a una salida por mantenimiento mayor para las unidades de TV y en la semana posterior para las unidades de TG.

2.5.2.- Costos variables térmicos

La representación corresponde a lo que las unidades entregan 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. El mismo se consideró como 2 unidades de TG de 130 MW que se incorporan sucesivamente (junio y noviembre de 2013), con un rendimiento a plena carga del 35%, y se cierra el ciclo (noviembre de 2015) con una unidad de TV también de 130 MW (equivalente a dos unidades de 195 MW), alcanzándose un rendimiento a plena carga de 52,5%.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Valores para 80 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	208,8	208,8	492	102,7	4,60	107,3	107,3
Sala B	50	20	354,4	465,0	467	165,5	6,15	171,7	223,3
CB Unidad 5	77	20	265,1	324,0	467	123,8	6,09	129,9	157,4
CB Unidad 6	113	30	275,0	356,0	467	128,4	4,76	133,2	171,0
PTA	48	15	222,6	345,0	743	165,4	6,47	171,9	262,9
CTR	104	20	279,3	572,6	743	207,6	3,40	211,5	428,9
TGAA	20	10	371,0	463,8	743	275,7	3,70	279,4	348,4
CC TG	130	20	241,1	241,1	743	179,2	3,50	182,7	182,7
CC TG+TV	390	20	160,7	160,7	743	119,5	5,00	124,5	124,5

Valores para 105 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	208,8	208,8	685	143,0	4,60	147,6	147,6
Sala B	50	20	354,4	465,0	660	233,9	6,15	240,1	313,1
CB Unidad 5	77	20	265,1	324,0	660	175,0	6,09	181,1	219,9
CB Unidad 6	113	30	275,0	356,0	660	181,5	4,76	186,3	239,7
PTA	48	15	222,6	345,0	1015	226,0	6,47	232,5	356,8
CTR	104	20	279,3	572,6	1015	283,6	3,40	287,7	584,8
TGAA	20	10	371,0	463,8	1015	376,7	3,70	380,4	474,6
CC TG	130	20	241,1	241,1	1015	244,8	3,50	248,3	248,3
CC TG+TV	390	20	160,7	160,7	1015	163,2	5,00	168,2	168,2



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Valores para 130 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	208,8	208,8	787	164,3	4,60	168,9	168,9
Sala B	50	20	354,4	465,0	762	270,1	6,15	276,2	360,5
CB Unidad 5	77	20	265,1	324,0	762	202,0	6,09	208,1	253,0
CB Unidad 6	113	30	275,0	356,0	762	209,6	4,76	214,3	276,0
PTA	48	15	222,6	345,0	1182	263,2	6,47	269,6	414,3
CTR	104	20	279,3	572,6	1182	330,2	3,40	333,6	680,4
TGAA	20	10	371,0	463,8	1182	438,6	3,70	442,3	552,0
CC TG	130	20	241,1	241,1	1182	285,0	3,50	288,5	288,5
CC TG+TV	195	20	160,7	160,7	1182	190,0	5,00	195,0	195,0

2.5.3.- *Mantenimiento programado*

De acuerdo a las solicitudes de mantenimiento presentadas por los generadores se representa el mantenimiento programado según el siguiente detalle tanto para optimización como para simulación.

2.5.3.1.- *Unidades de Generación Térmica de UTE*

Se muestra en detalle el primer año móvil.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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.

2.5.3.3.- Autoproductores no firme:

Bioener informó un mantenimiento de 6 días todos los meses, por lo que se consideraron los períodos de 6 días informados en el PAM oct10-set11, los 6 días utilizados en marzo 2010 y períodos similares de 6 días para los restantes meses no detallados en el PAM. Se modeló con 11,5 MW disponibles (9 MW en el MCT y 2,5 MW en el MS).

Liderdat informó 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 que durante octubre y noviembre parará 1 semana para mantenimiento, durante la cual demandará 10 MW de la red de UTE. Se modeló un mantenimiento periódico para los primeros 15 días de noviembre 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%.

2.5.3.4.- Generación Distribuida

Biomasa

La generación distribuida existente fue representada con una disponibilidad del 50% durante el año 2011, aumentándola a 70% a partir del año 2012, atendiendo a la disponibilidad constatada desde que comenzaron a generar, hasta el mes de marzo 2011 inclusive, salvo las excepciones que se detallaron. Análogamente se consideró una disponibilidad del 50% para el 1er año de operación de las nuevas plantas de biomasa, y 70% 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 de noviembre de 2011, de acuerdo a la última información disponible, con 8,8 MW disponibles en el MCT.

Weyerhaeuser se representó con disponibilidad del 80% dado el desempeño constatado; se modeló con 3 MW disponibles a partir de abril de 2011 (nueva línea de



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

conexión a la red) y 4 MW a partir de 2012 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 noviembre y hasta mediados de mayo de cada año, 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.

Asimismo se consideró la entrada de **Ponlar** a partir de diciembre 2011, con 4,5 MW disponibles.

Se consideró el siguiente cronograma para la futura **ampliación de 200 MW** estimados de **biomasa**: se consideraron unidades de 20 MW, 4 de ellas disponibles a partir de marzo de 2013 (emprendimiento de **Montes del Plata**), con f.disp.=80%, 3 unidades adicionales de 20 MW a partir de diciembre de 2013 con una disponibilidad de 50% durante el primer año de funcionamiento, subiendo la misma a 70% para los años siguientes, otras 2 unidades de 20 MW a partir de julio de 2014 y otras 2 adicionales a partir de enero de 2015, en las mismas condiciones.

MW disponibles	Desde	Observaciones
64	Mar-13	80 MW con f.disp. 80%
94	Dic-13	Se agregan 60 MW con f.disp. 50%
114	Jul-14	Se agregan 40 MW con f.disp. 50%
126	Dic-14	Sube f.disp. a 70% para los 60 MW de Dic-13
146	Ene-15	Se agregan 40 MW con f.disp. 50%
154	Jul-15	Sube f.disp. a 70% para los 20 MW de Jul-14
162	Ene-16	Sube f.disp. a 70% para los 20 MW de Ene-15

Puede verse que el total disponible a largo plazo equivale a considerar 200 MW instalados con f.disp.80% (160 MW disponibles), atendiendo al decreto del P.E. que convoca hasta 200MW (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 / 6,2	
Weyerhauser	12	3	2,4	
(ampliación)		4	3,2	Ene-12
Bioener	12	11,5	5,8 / 8,1	



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Alur (*)	10	5	1,3 / 1,8 (*)	
Galofer	14	10	5,0 / 7,0	
Liderdat (*)	5	4,85	0,9 / 1,3 (*)	
UPM	161	30	30	
Ponlar	5	4,5	2,3 / 3,2	Dic-11
Montes del Plata	200	80	64	Mar-13
Ampl. Biomasa		60	30 / 42	Dic-13
		40	20 / 28	Jul-14
		40	20 / 28	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 o para el 1er año de funcionamiento (f.disp.=0,5) / a partir del año 2012 o bien del 2do año de funcionamiento para emprendimientos nuevos (f.disp.=0,7).

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) y **Agroland** (0,3 MW).

Se consideró la entrada de **Kentilux**, 10 MW a partir de mayo de 2011. No se consideró la ampliación de 10 MW adicionales prevista para abril de 2012, por no tener a la fecha el contrato firmado con UTE.

Asimismo se consideró la entrada de **Luz de Mar**, 9,1 MW a partir de enero de 2013. No se consideró la ampliación de 9 MW adicionales por no tener a la fecha el contrato firmado con UTE.

Fortuny se consideró con 9,35 MW ingresando a partir de enero 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 para el parque previsto de **300 MW eólicos** (Lic. K39607 y su ampliación), con molinos de 2 MW:

MW instalados	Desde
50	Jun-12
100	Ene-13
150	Jun-13
200	Ene-14



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

250	Jun-14
300	Ene-15

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
Fortuny	9,35	9,35	3,3	Ene-12
Amplin 2	7,5	7,5	2,6	Mar-13
Amplin 3	7,5	7,5	2,6	Sep-13
Luz de Mar	9,1	9,1	3,2	Ene-13
Lic K39607	150	150	52,5	Jun-12
Lic K39607 ampl.	150	150	52,5	Jun-14

No se considera el parque de 200 MW proyectado por UTE a partir de 2013, debido al grado de avance en el proyecto.

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

Fósil

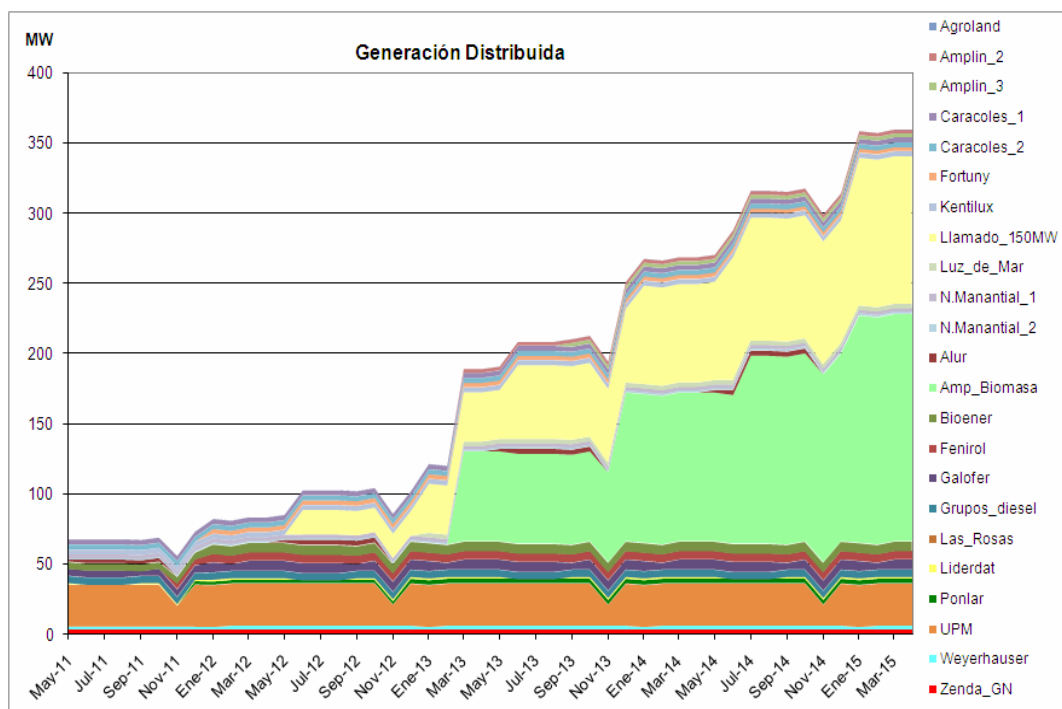
Zendaleather se consideró disponible a partir de mayo de 2011 (parada forzada a la espera de un repuesto). Se modeló con un cvar equivalente a la 5ª Unidad de C.Battle (considerando que comercializa energía en el MS a precios iguales o superiores al mencionado), con 3,72 MW disponibles y $fdisp=0,835$ (valores históricos C.Battle).

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.

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

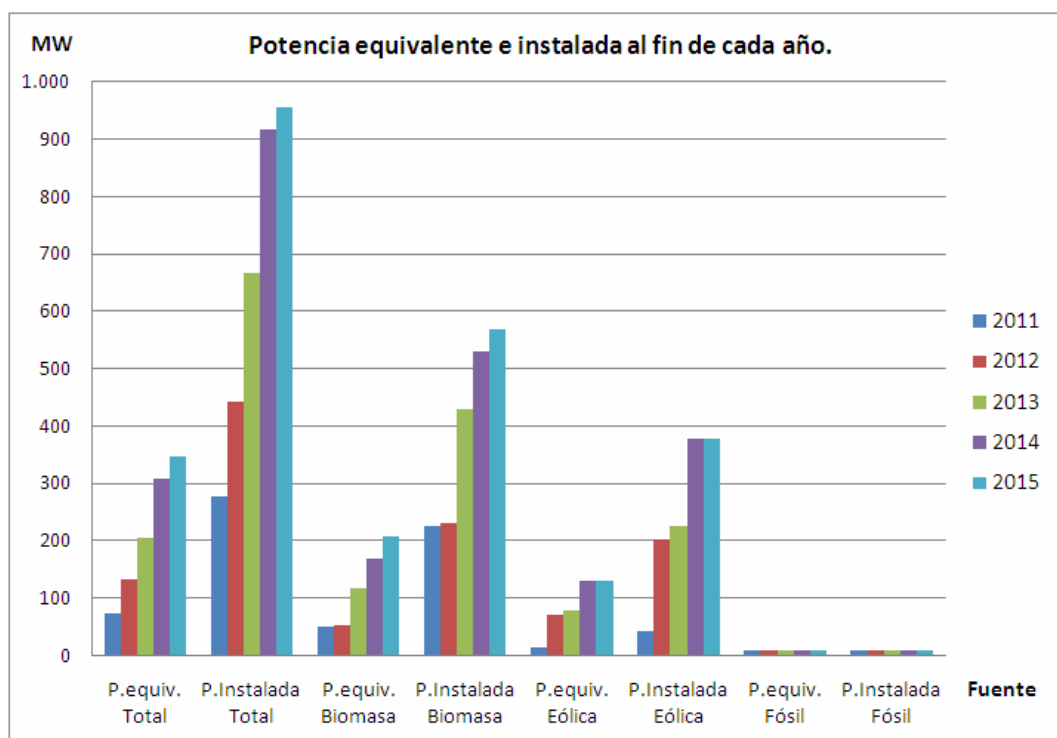


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



En el Modelo EDF, la generación distribuida total considerada al fin de cada año, incluyendo UPM y Montes del Plata es la siguiente:

Año	Pot. Equivalente (MW)	Pot. Instalada (MW)
2011	63.0	135.0
2012	94.3	144.3
2013	190.4	278.4
2014	319.4	458.4
2015	349.9	458.4

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).

2.5.3.5.- Red de Trasmisión

Se realizará a fines de agosto o principios de setiembre de 2011 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.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.6.- Comercio internacional

2.6.1.- Importación:

2.6.1.1.- Optimización

Para la optimización se considera una importación concentrada que modela los posibles intercambios con Argentina, así como una importación proveniente de Brasil via 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 los escenarios de 105 y 130 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 312 y 364 USD/MWh respectivamente, como ya se dijera.

2.6.1.2.- 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 los escenarios de 105 y 130 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 312 y 364 USD/MWh respectivamente, como ya se dijera.

Adicionalmente se considera:



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- Contrato ENDESA CEMSA 1, vigente hasta el 31/01/2012 (con una renovación anual adicional):

150 MW a 80,5 USD/MWh con una disponibilidad del 50 % solo para los meses de abril y octubre (semanas 14 a 17 y 41 a 44); 0% de disponibilidad en el periodo restante.

- Contratos ENDESA CEMSA 2 y Generación Mediterránea GMSA, en base a gas de Bolivia, vigentes hasta 30/11/2011 (con una renovación anual adicional):

150+36 = 186 MW a 78,5 USD/MWh con una disponibilidad del 50 % solo para los meses de abril y octubre (semanas 14 a 17 y 41 a 44); 0% de disponibilidad en el periodo restante.

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 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	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.



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	77+2%	Pago por disponibilidad mínima	0	77+2%	Pago por disponibilidad mínima	50	31/01/2012
Generación Mediterránea S. A.	Modesto Maranzana (MMARCC01 y MMARCC02)	36	Gas de Bolivia	70	-	0	70	-	50	30/11/2011
ENDESA CEMSA SA	CT Dock Sud	150	Gas de Bolivia / Gas Oil	Costo Variable del gas oil	0	0	77+2%		50	30/11/2011

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.

Respecto de la **importación contingente** a los efectos del modelado se propone una reducción de disponibilidad respecto a las hipótesis empleadas 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 anterior) a 140 MW.

Para el período de **buena 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).



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.6.2.- *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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

RESULTADOS USANDO MODELO SIMSEE

3.- 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.

3.1.- 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 105 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 1 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		181	181	181	181	181	181	181	181
CTR		288	288	288	288	288	288	288	288
semana	Fecha inicial								
18	30-Abr	1.220	759	469	359	305	272	247	222
19	07-May	1.161	697	439	351	299	267	242	218
20	14-May	1.106	649	420	356	292	267	241	217
21	21-May	1.151	673	425	349	302	273	247	225
22	28-May	1.110	638	407	353	303	271	247	226
23	04-Jun	1.139	619	412	369	310	274	252	232
24	11-Jun	1.002	570	398	370	301	273	252	232
25	18-Jun	990	569	404	341	299	275	255	235
26	25-Jun	984	600	420	348	305	281	261	242
27	02-Jul	961	580	411	344	303	279	259	239
28	09-Jul	990	584	414	345	303	278	259	240
29	16-Jul	907	555	405	341	301	277	259	240
30	23-Jul	819	528	395	336	297	276	258	239
31	30-Jul	916	571	417	348	305	279	260	242
32	06-Ago	975	595	436	356	311	284	265	247
33	13-Ago	889	605	441	359	316	289	272	255
34	20-Ago	1.013	662	474	373	327	295	276	259
35	27-Ago	965	644	464	367	324	293	274	257
36	03-Sep	1.015	700	494	381	335	299	281	264
37	10-Sep	1.063	720	506	386	336	299	280	262
38	17-Sep	1.060	726	507	387	334	299	280	262
39	24-Sep	1.080	757	518	392	337	300	283	267
40	01-Oct	1.237	846	577	423	351	309	287	273
41	08-Oct	1.190	823	556	413	346	305	287	272
42	15-Oct	1.289	894	602	438	356	312	288	272
43	22-Oct	1.352	928	623	449	359	313	286	269
44	29-Oct	1.477	1.017	672	478	371	316	286	267



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 2 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		181	181	181	181	181	181	181	181
CTR		288	288	288	288	288	288	288	288
semana	Fecha inicial								
18	30-Abr	1.085	624	402	326	284	256	230	206
19	07-May	983	553	370	309	274	246	221	197
20	14-May	900	504	354	302	267	241	216	193
21	21-May	919	518	357	306	275	250	227	205
22	28-May	842	455	337	294	269	246	223	201
23	04-Jun	888	459	344	308	275	251	230	208
24	11-Jun	726	430	337	316	272	250	229	208
25	18-Jun	715	427	341	297	274	252	233	212
26	25-Jun	725	463	359	312	284	264	244	224
27	02-Jul	697	455	356	311	282	261	242	222
28	09-Jul	708	463	361	312	282	261	242	222
29	16-Jul	679	448	356	310	279	261	242	221
30	23-Jul	628	432	348	302	275	258	238	216
31	30-Jul	650	438	352	305	275	256	237	215
32	06-Ago	707	472	365	318	281	262	244	222
33	13-Ago	692	490	378	324	288	271	254	233
34	20-Ago	788	539	405	339	298	278	259	239
35	27-Ago	741	528	398	333	294	275	256	235
36	03-Sep	833	583	428	350	307	284	267	249
37	10-Sep	859	594	433	352	307	284	265	245
38	17-Sep	815	567	416	343	301	278	259	239
39	24-Sep	885	611	440	354	308	283	266	246
40	01-Oct	1.079	720	499	382	329	295	279	261
41	08-Oct	1.016	692	478	371	319	291	277	257
42	15-Oct	1.100	742	501	383	328	293	279	260
43	22-Oct	1.166	773	520	393	332	295	278	258
44	29-Oct	1.299	851	558	408	337	299	277	258



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 3 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		181	181	181	181	181	181	181	181
CTR		288	288	288	288	288	288	288	288
semana	Fecha inicial								
18	30-Abr	840	476	340	289	261	234	209	185
19	07-May	722	399	305	270	243	218	193	169
20	14-May	656	378	290	259	235	211	186	162
21	21-May	634	383	304	270	249	226	201	178
22	28-May	506	334	279	257	237	215	192	168
23	04-Jun	519	340	286	262	243	221	198	175
24	11-Jun	460	328	283	258	240	218	197	173
25	18-Jun	428	334	284	263	245	222	201	177
26	25-Jun	489	365	306	279	259	238	217	195
27	02-Jul	500	372	307	279	257	236	216	192
28	09-Jul	499	375	310	279	257	236	215	193
29	16-Jul	463	358	304	273	255	233	212	190
30	23-Jul	448	350	298	268	249	227	206	181
31	30-Jul	446	351	299	269	245	227	204	178
32	06-Ago	482	371	314	274	253	233	210	186
33	13-Ago	529	399	325	285	262	245	224	200
34	20-Ago	588	430	346	296	270	254	232	208
35	27-Ago	571	424	340	291	267	248	225	198
36	03-Sep	645	473	368	310	282	264	244	218
37	10-Sep	644	472	368	308	280	260	238	210
38	17-Sep	612	451	355	301	272	252	230	196
39	24-Sep	686	492	374	315	282	259	238	205
40	01-Oct	830	571	415	340	298	277	259	234
41	08-Oct	812	556	406	333	296	275	255	233
42	15-Oct	883	588	420	340	300	281	261	237
43	22-Oct	934	611	431	345	303	281	260	235
44	29-Oct	1.041	633	433	349	307	283	264	243



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 4 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		181	181	181	181	181	181	181	181
CTR		288	288	288	288	288	288	288	288
semana	Fecha inicial								
18	30-Abr	502	335	276	244	220	199	172	147
19	07-May	401	287	251	221	203	178	151	126
20	14-May	350	270	235	210	193	165	139	112
21	21-May	382	289	246	221	208	183	158	132
22	28-May	299	263	229	209	197	170	143	117
23	04-Jun	307	267	235	215	202	177	150	124
24	11-Jun	297	261	231	213	199	173	146	116
25	18-Jun	305	262	236	212	201	175	148	117
26	25-Jun	342	286	255	232	218	194	173	144
27	02-Jul	351	289	258	232	218	191	170	141
28	09-Jul	352	290	254	232	215	192	169	138
29	16-Jul	326	280	247	226	213	188	165	131
30	23-Jul	321	277	244	219	208	182	154	121
31	30-Jul	321	276	247	218	203	181	148	117
32	06-Ago	346	287	258	226	205	193	157	125
33	13-Ago	383	312	267	238	216	202	171	142
34	20-Ago	414	332	281	254	225	213	189	151
35	27-Ago	409	329	275	249	217	197	178	135
36	03-Sep	469	368	305	268	241	225	199	166
37	10-Sep	467	366	302	266	234	217	187	151
38	17-Sep	439	349	292	257	223	202	172	120
39	24-Sep	485	376	309	268	236	205	185	124
40	01-Oct	584	430	341	295	264	237	212	174
41	08-Oct	571	417	335	292	263	237	212	175
42	15-Oct	615	434	343	299	272	246	222	199
43	22-Oct	658	449	348	303	276	252	223	201
44	29-Oct	658	439	345	302	281	260	238	207



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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

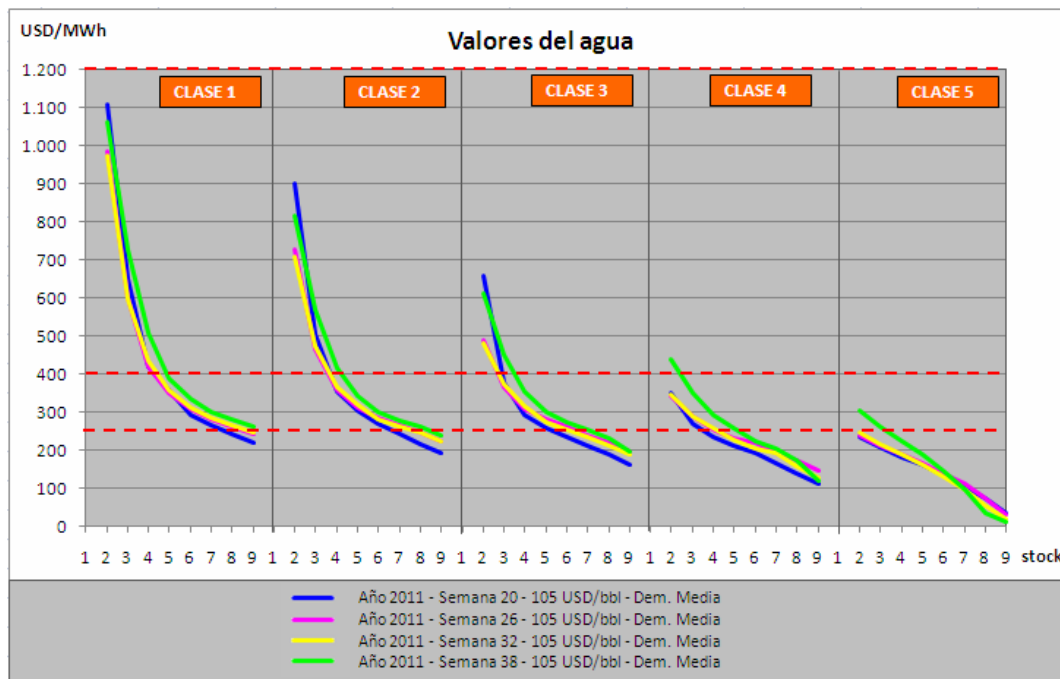
CLASE 5		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		181	181	181	181	181	181	181	181
CTR		288	288	288	288	288	288	288	288
semana	Fecha inicial								
18	30-Abr	274	228	200	175	151	122	91	56
19	07-May	239	210	186	163	137	109	77	42
20	14-May	232	206	182	160	133	103	74	35
21	21-May	236	208	183	162	134	103	73	45
22	28-May	217	199	174	152	121	87	55	23
23	04-Jun	224	200	178	156	128	93	58	27
24	11-Jun	220	201	177	156	128	93	54	20
25	18-Jun	228	205	182	161	134	103	63	20
26	25-Jun	238	212	188	166	140	110	72	28
27	02-Jul	237	213	188	163	137	106	73	26
28	09-Jul	236	210	187	161	134	104	68	34
29	16-Jul	229	200	177	155	124	91	58	17
30	23-Jul	228	203	173	152	119	84	50	17
31	30-Jul	231	207	179	153	123	84	48	14
32	06-Ago	247	213	189	162	130	95	53	19
33	13-Ago	260	226	195	167	140	103	64	17
34	20-Ago	275	234	205	174	147	112	68	31
35	27-Ago	281	240	205	174	144	108	63	15
36	03-Sep	304	257	220	186	154	120	79	30
37	10-Sep	308	261	223	188	153	110	71	25
38	17-Sep	302	261	222	186	145	97	35	12
39	24-Sep	328	284	246	208	170	126	68	5
40	01-Oct	361	306	268	234	196	154	105	37
41	08-Oct	351	304	271	240	204	155	97	31
42	15-Oct	370	313	281	255	224	183	125	41
43	22-Oct	398	326	289	266	242	209	158	86
44	29-Oct	408	328	289	267	248	220	177	107



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

3.2.- Comparativos de Valores del agua de Terra de la optimización.

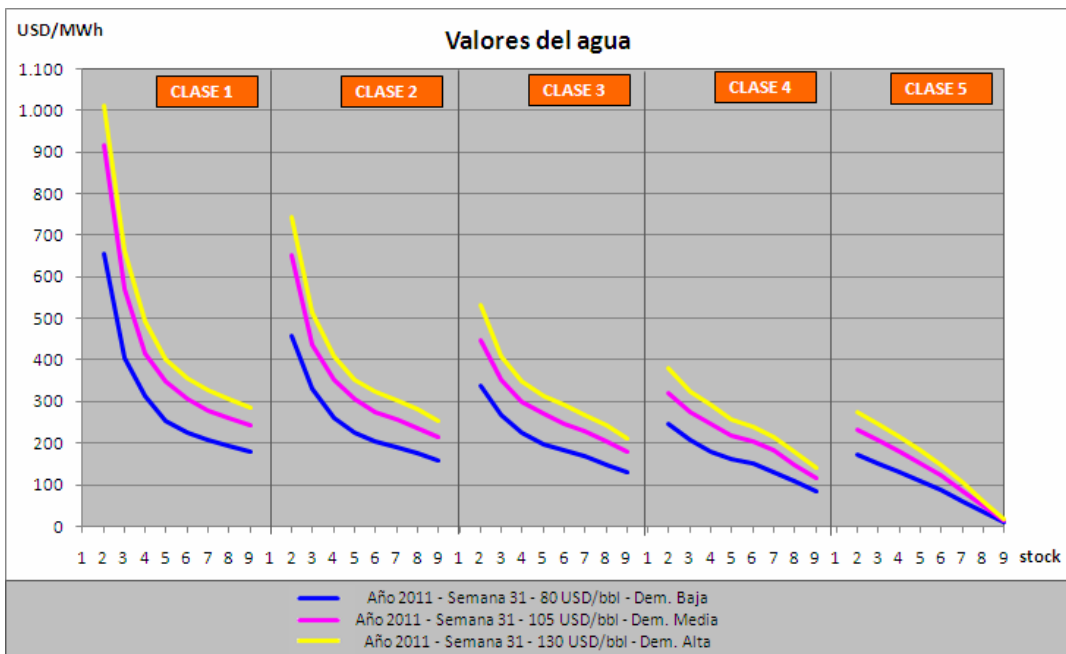
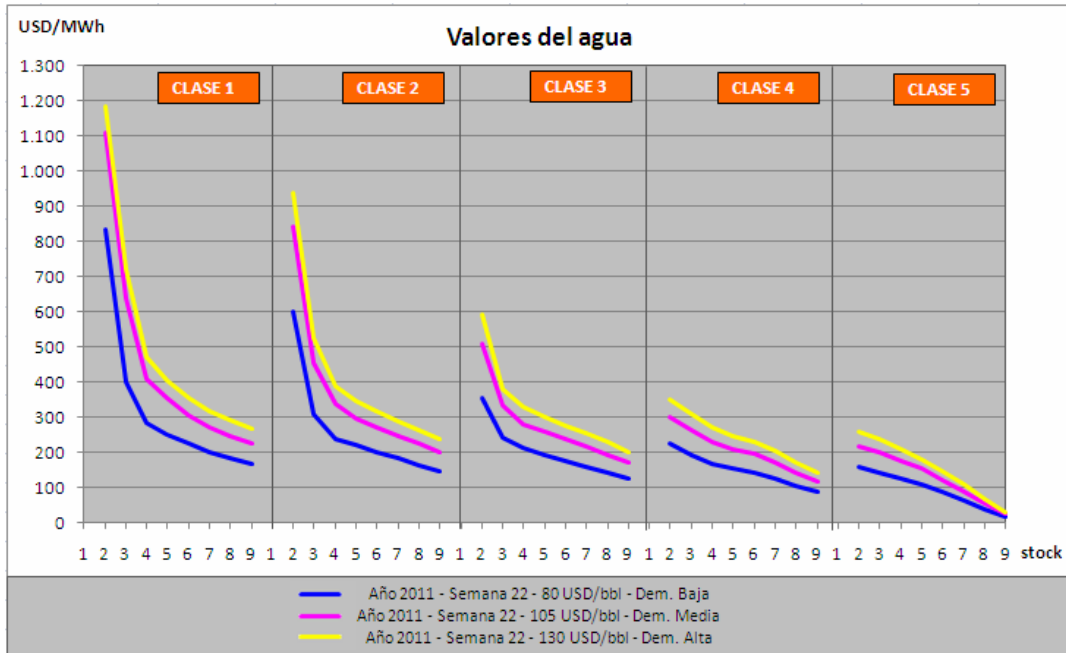
Se muestra a continuación los valores de agua para las diferentes Clases Hidrológicas y Stocks de Bonete para algunas semanas seleccionadas del escenario de referencia definido con precio de barril de petróleo de 105 USD/bbl e incrementos medios de demanda (5,2% para 2011).



Se muestra a continuación los valores de agua para las diferentes Clases Hidrológicas y Stocks de Bonete para las semanas 22, 31 y 40/2011, 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: 130 USD/bbl y Dem.Alta, 105 USD/bbl y Dem.Media, 80 USD/bbl y Dem.Baja.

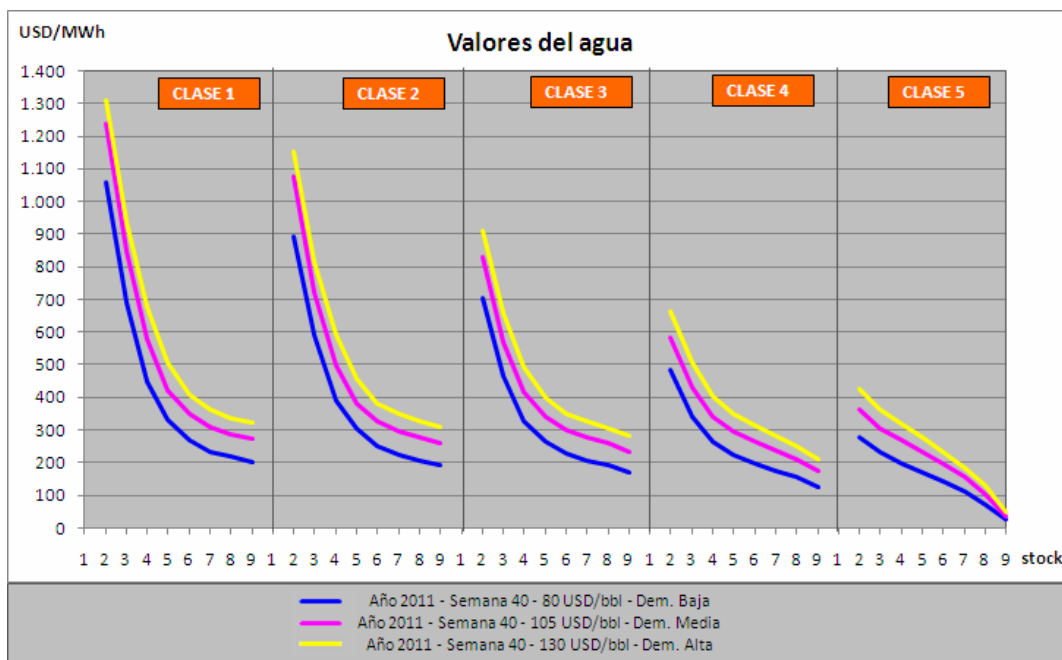


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



4.- Operación esperada

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.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

4.1.- Balance energético

Tabla 6 Balance semestral (semanas 18 a 44 de 2011) en valor esperado

GENERACIÓN (GWh)	WTI 80 Dem. Baja	WTI 105 Dem. Media	WTI 130 Dem. Alta
Terra	310	316	319
Baygorria	219	222	222
Palmar	806	813	814
Total Río Negro	1.335	1.351	1.355
Salto Grande	2.373	2.376	2.378
Total Hidráulica	3.708	3.727	3.733
Batlle 5a Unidad	138	142	147
Batlle 6a Unidad	160	163	168
Batlle Sala B	67	51	54
Pta. del Tigre GN	0	0	0
Pta. del Tigre GO	440	472	492
CTR+TGAA	161	173	182
Batlle Motores	154	158	163
Total Térmica	1.121	1.159	1.207
Cemsa 1 (150 MW)	47	49	50
Cemsa 2 + GMSA (GN Boliv.)	55	58	60
Importac. Contingente	55	43	45
Imp. Brasil por Conv. Rivera	4	4	4
Total Importación	162	153	159
Generación Distr.	144	152	157
Agentes en Trasmisión	119	120	121
Total Autoprodutores	263	272	279
Exportación	-60	-55	-49
Falla 1	18	31	32
Falla 2	6	15	28
Falla 3	1	2	3
Falla 4	0	0	1
Total Falla	25	48	64
Demanda Total	5.218	5.305	5.393

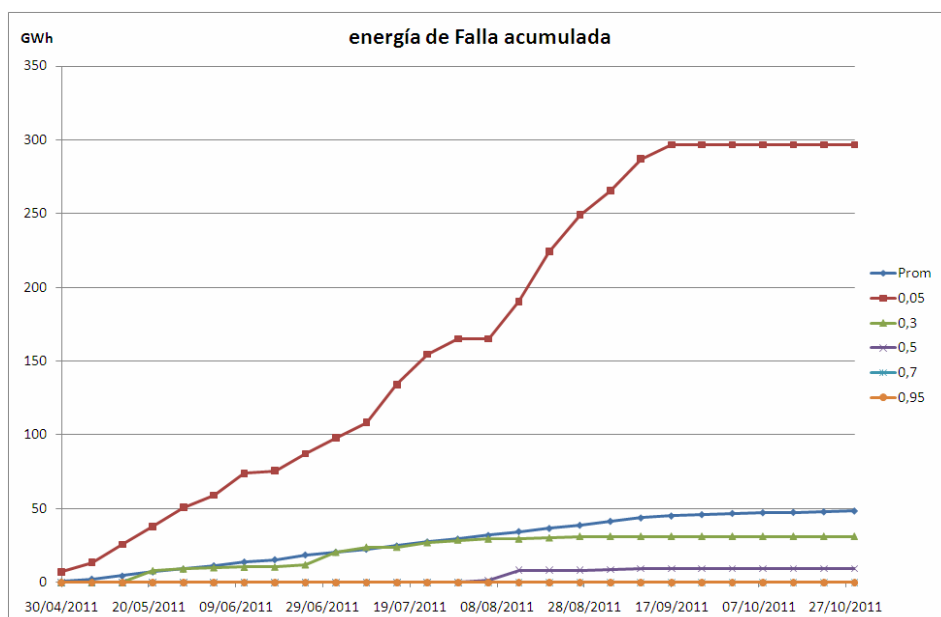


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

4.2.- Probabilidad de Excedencia de Falla

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).





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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

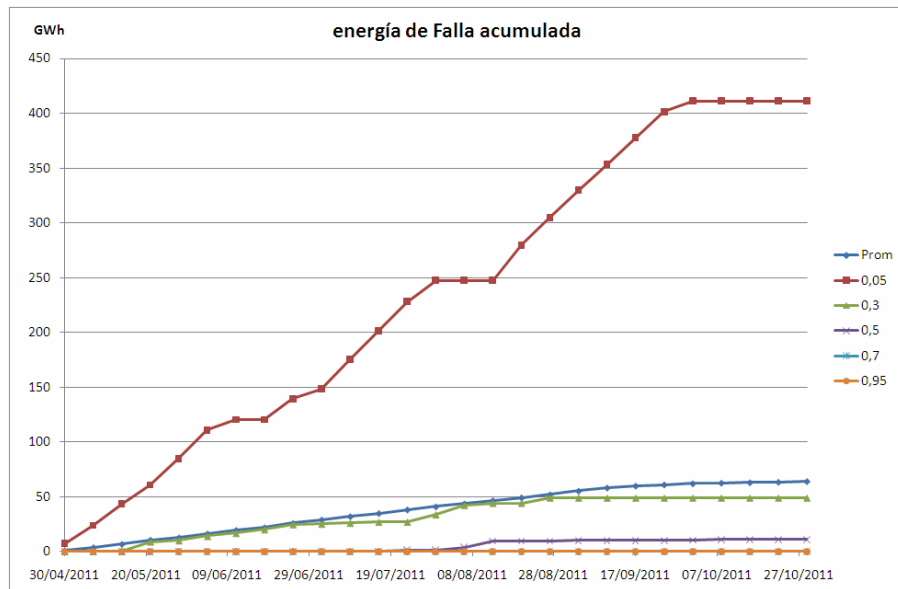
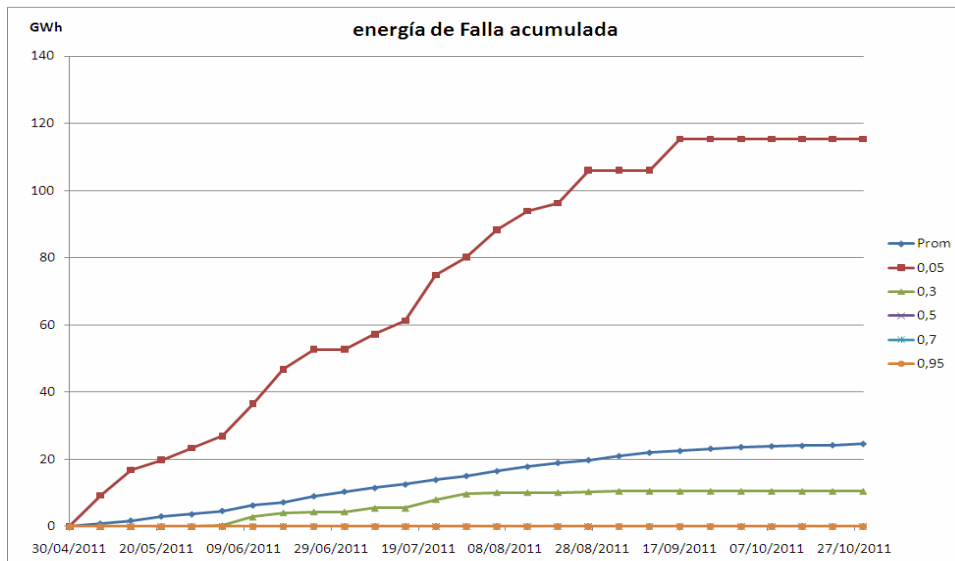


Gráfico 3 Probabilidad de Excedencia de Falla para el caso más optimista (demanda baja, precio de combustible bajo).





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

4.3.- 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 177,6 USD/MWh.

Tabla 7 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%	250,0	250,0	250,0	250,0
30%	245,3	245,5	245,3	245,3
50%	209,8	216,0	210,6	202,8
70%	151,5	171,0	154,3	129,2
95%	16,1	75,5	0,6	0,2
promedio	177,59	194,6	176,2	166,3

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
promedio	191,02	211,2	189,2	178,2



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 4 Variación a lo largo del semestre (semanas 18 a 44 de 2011) del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por poste para el caso de referencia (demanda media y WTI a 105 USD/bbl).

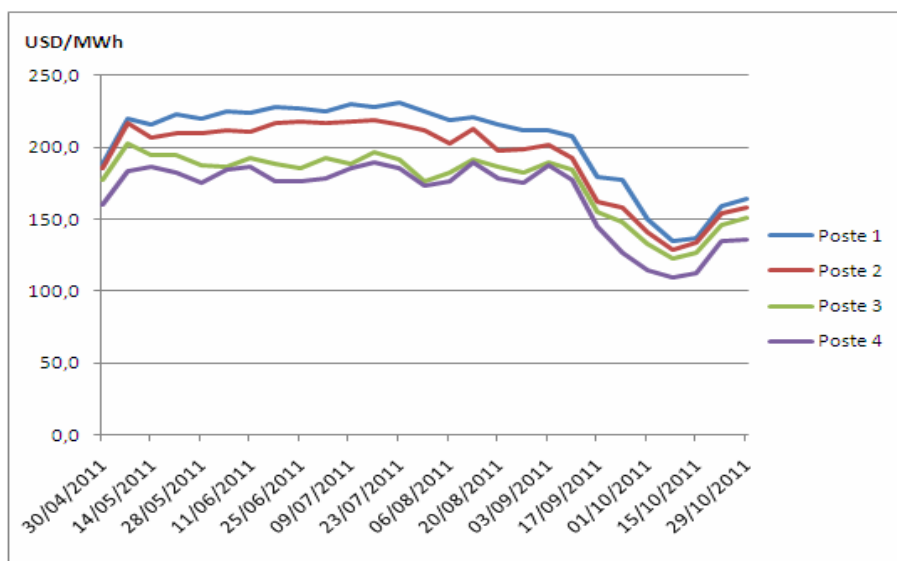
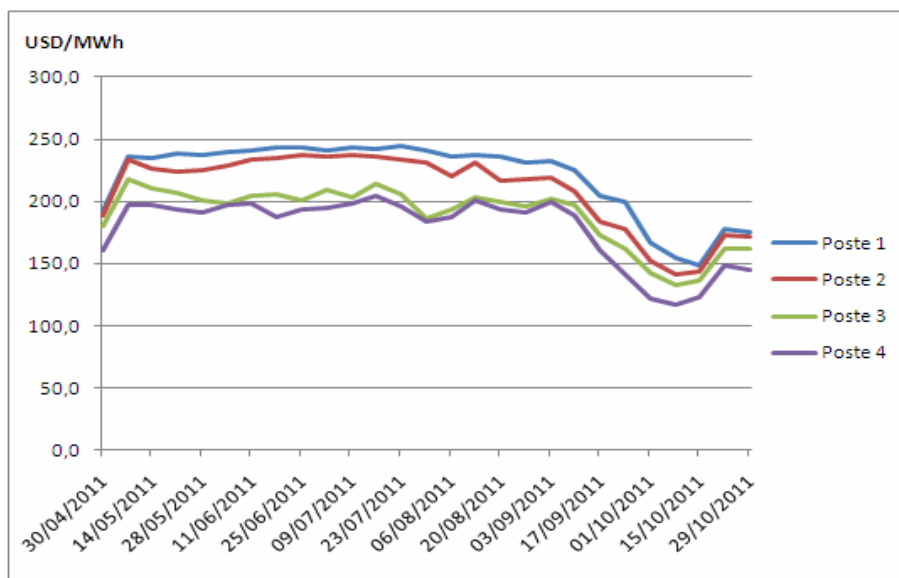


Gráfico 5 Variación a lo largo del semestre (semanas 18 a 44 de 2011) del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por poste para el peor caso (demanda alta y WTI a 130 USD/bbl).





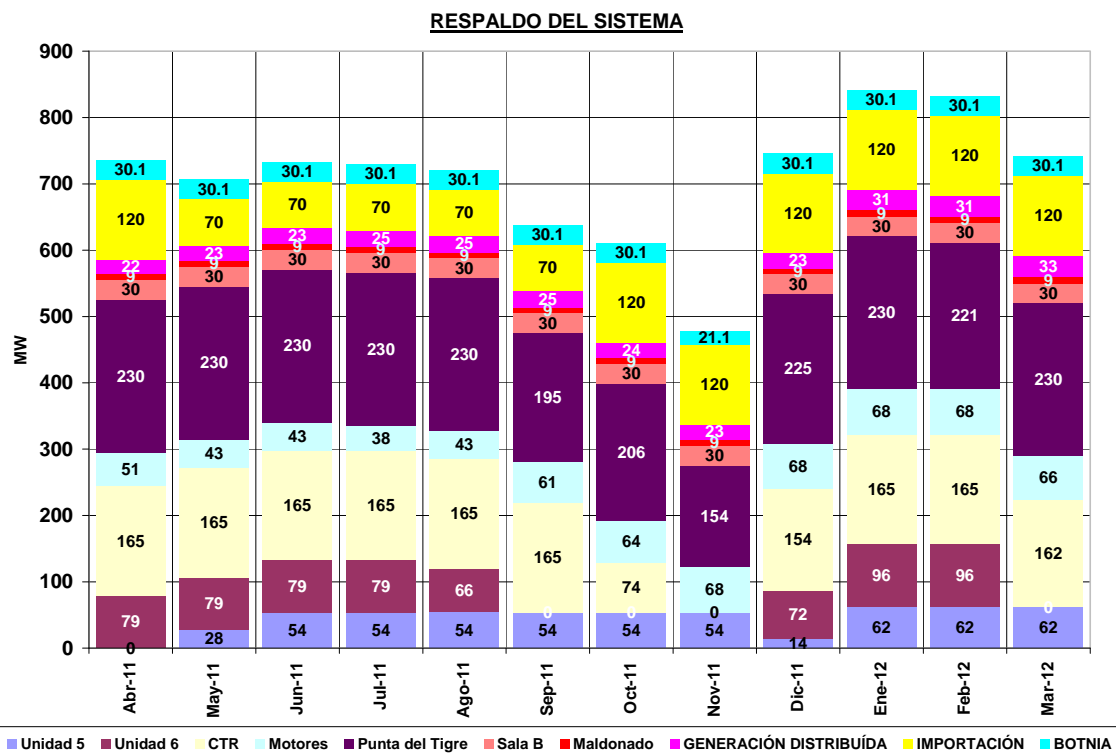
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

5. RESULTADOS USANDO MODELO EDF Y CAR

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 las programaciones anteriores.

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 septiembre a noviembre de 2011 y la reducción del respaldo de Turbinas de Gas de La Tablada y Punta del Tigre para representar las limitaciones al suministro de gas Oil durante noviembre asociadas a la parada de la Refinería de La Teja. Este modelado del respaldo utilizado se manifiesta en la subida de los niveles de CAR



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

del embalse de Rincón del Bonete, correspondientes al período comprendido entre las semanas 26 y 36, a valores no habituales.

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

Nivel de confianza:

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

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

Gráfico 1 Despacho por calidad y CAR 99%

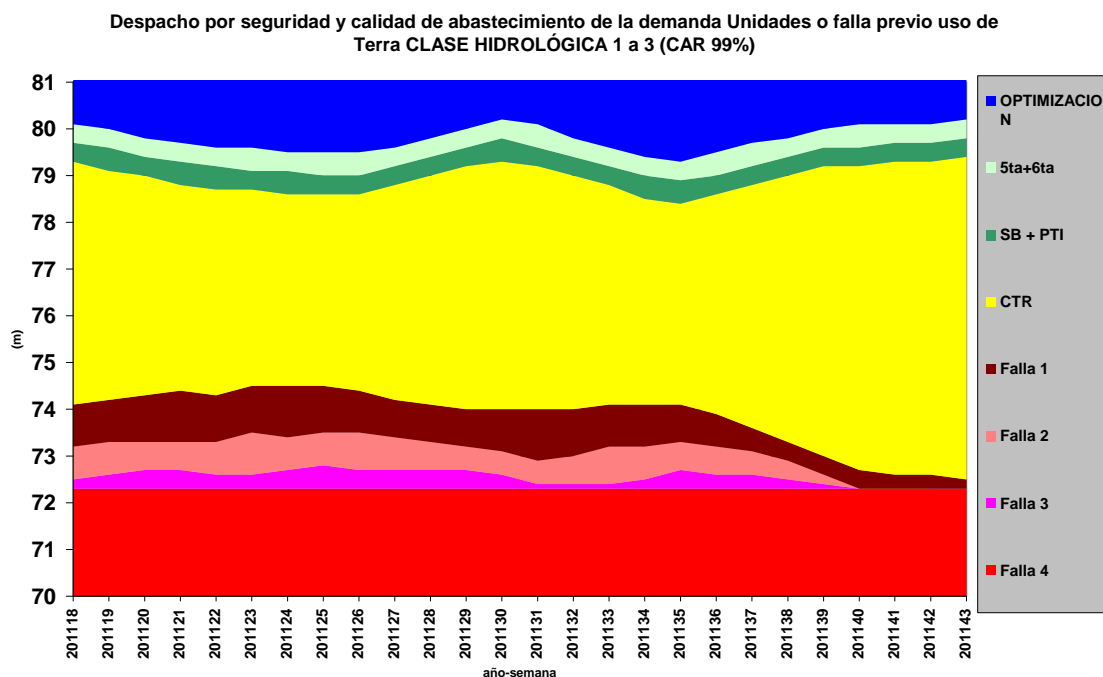
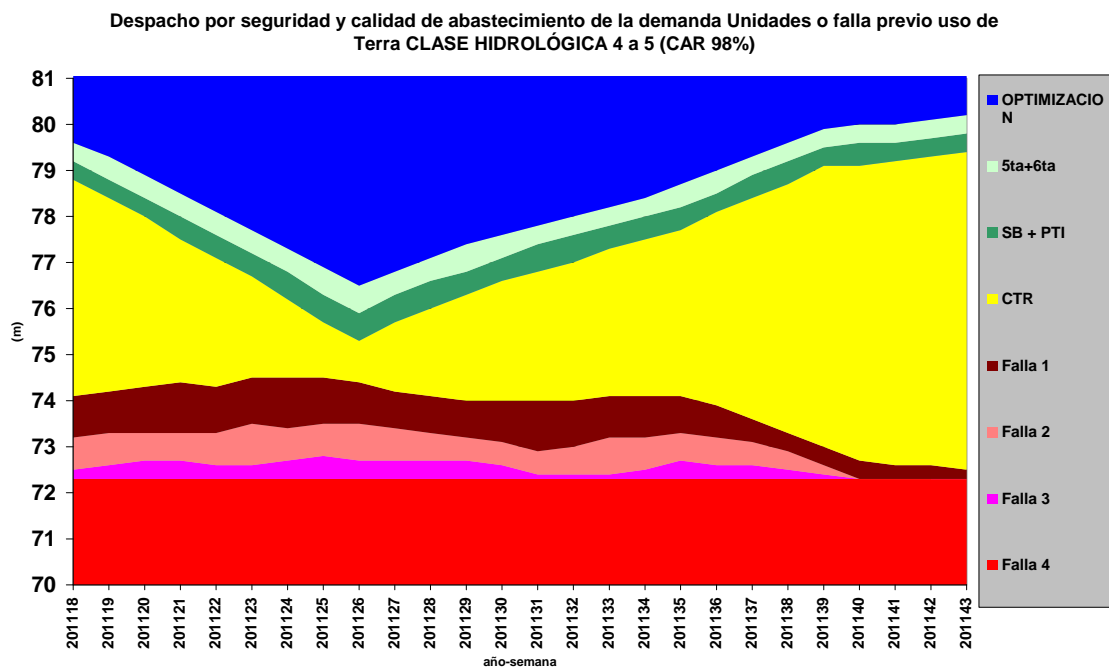


Gráfico 2 Despacho por calidad y CAR 98%

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 8 Cota de Terra para aplicación del DCSA² y restringir vertimiento

COTA DE TERRA PARA APLICACIÓN DE DCSA (m)

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				
201118	72.3	72.5	73.2	74.1	79.3	79.7	80.1	78.8	79.2	79.6	80.5	80.7	80	80.4
201119	72.3	72.6	73.3	74.2	79.1	79.6	80	78.4	78.8	79.3	80.4	80.7	79.7	80.1
201120	72.3	72.7	73.3	74.3	79	79.4	79.8	78	78.4	78.9	80.2	80.6	79.3	79.7
201121	72.3	72.7	73.3	74.4	78.8	79.3	79.7	77.5	78	78.5	80.1	80.5	78.9	79.3
201122	72.3	72.6	73.3	74.3	78.7	79.2	79.6	77.1	77.6	78.1	80	80.4	78.6	79
201123	72.3	72.6	73.5	74.5	78.7	79.1	79.6	76.7	77.2	77.7	80	80.4	78.2	78.7
201124	72.3	72.7	73.4	74.5	78.6	79.1	79.5	76.2	76.8	77.3	79.9	80.3	77.8	78.3
201125	72.3	72.8	73.5	74.5	78.6	79	79.5	75.7	76.3	76.9	79.9	80.3	77.4	77.9
201126	72.3	72.7	73.5	74.4	78.6	79	79.5	75.3	75.9	76.5	79.9	80.3	77	77.5
201127	72.3	72.7	73.4	74.2	78.8	79.2	79.6	75.7	76.3	76.8	80	80.4	77.3	77.8
201128	72.3	72.7	73.3	74.1	79	79.4	79.8	76	76.6	77.1	80.2	80.6	77.6	78.1
201129	72.3	72.7	73.2	74	79.2	79.6	80	76.3	76.8	77.4	80.4	80.7	77.9	78.4
201130	72.3	72.6	73.1	74	79.3	79.8	80.2	76.6	77.1	77.6	80.6	80.7	78.1	78.6
201131	72.3	72.4	72.9	74	79.2	79.6	80.1	76.8	77.4	77.8	80.5	80.7	78.3	78.8
201132	72.3	72.4	73	74	79	79.4	79.8	77	77.6	78	80.2	80.6	78.5	78.9
201133	72.3	72.4	73.2	74.1	78.8	79.2	79.6	77.3	77.8	78.2	80	80.4	78.7	79.1
201134	72.3	72.5	73.2	74.1	78.5	79	79.4	77.5	78	78.4	79.8	80.2	78.9	79.3
201135	72.3	72.7	73.3	74.1	78.4	78.9	79.3	77.7	78.2	78.7	79.7	80.1	79.1	79.5
201136	72.3	72.6	73.2	73.9	78.6	79	79.5	78.1	78.5	79	79.9	80.3	79.4	79.8
201137	72.3	72.6	73.1	73.6	78.8	79.2	79.7	78.4	78.9	79.3	80.1	80.5	79.7	80.1
201138	72.3	72.5	72.9	73.3	79	79.4	79.8	78.7	79.2	79.6	80.2	80.6	80	80.4
201139	72.3	72.4	72.6	73	79.2	79.6	80	79.1	79.5	79.9	80.4	80.7	80.3	80.7
201140	72.3	72.3	72.3	72.7	79.2	79.6	80.1	79.1	79.6	80	80.5	80.7	80.4	80.7
201141	72.3	72.3	72.3	72.6	79.3	79.7	80.1	79.2	79.6	80	80.5	80.7	80.4	80.7
201142	72.3	72.3	72.3	72.6	79.3	79.7	80.1	79.3	79.7	80.1	80.5	80.7	80.5	80.7
201143	72.3	72.3	72.3	72.5	79.4	79.8	80.2	79.4	79.8	80.2	80.6	80.7	80.6	80.7

La restricción de vertimiento no fue representada en la simulación.

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 Battle.

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

² DCSA – Despacho por Calidad y Seguridad de Abastecimiento.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 9 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 1

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA	539	539	539	539	539	539	539	539
	CLASE	1	1	1	1	1	1	1	1
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	181	181	181	181	181	181	181	181
	CTR	288	288	288	288	288	288	288	288
	Caso com	35	35	35	35	35	35	35	35
semana	Fecha inicial	CA539-CL1-ST2-72.3<CT<74.0 m	CA539-CL1-ST3-74.0<CT<75.4 m	CA539-CL1-ST4-75.4<CT<76.6 m	CA539-CL1-ST5-76.6<CT<77.6 m	CA539-CL1-ST6-77.6<CT<78.6m	CA539-CL1-ST7-78.6<CT<79.4 m	CA539-CL1-ST8-79.4<CT<80.2 m	CA539-CL1-ST9-80.2<CT<81.0 m
18	30-Abr	1350	860	550	400	330	287	258	229
19	07-May	1310	820	520	390	320	281	251	223
20	14-May	1220	740	480	360	305	267	239	211
21	21-May	1120	670	460	350	291	258	231	203
22	28-May	1320	830	540	400	340	294	268	236
23	04-Jun	1230	760	500	380	320	286	257	225
24	11-Jun	1230	750	500	390	330	291	261	229
25	18-Jun	1140	700	470	370	320	282	250	218
26	25-Jun	1190	720	490	390	330	291	264	227
27	02-Jul	1130	690	470	380	320	285	259	217
28	09-Jul	1120	670	460	370	320	282	253	215
29	16-Jul	1060	630	450	360	314	276	245	207
30	23-Jul	1030	630	460	370	320	277	248	204
31	30-Jul	1060	660	470	380	320	287	250	214
32	06-Ago	1100	690	500	390	340	295	261	218
33	13-Ago	1120	710	510	410	350	305	265	220
34	20-Ago	1080	680	500	400	340	299	258	203
35	27-Ago	1040	670	500	400	340	296	255	206
36	03-Sep	980	660	500	400	330	292	248	200
37	10-Sep	1040	710	530	420	350	300	255	210
38	17-Sep	1040	730	540	430	350	301	252	203
39	24-Sep	1170	830	610	470	380	330	272	213
40	01-Oct	1260	890	650	500	400	340	287	213
41	08-Oct	1310	920	670	510	410	350	296	236
42	15-Oct	1400	990	720	540	430	360	314	254
43	22-Oct	1500	1070	770	570	450	370	330	277
44	29-Oct	1510	1060	770	570	440	370	320	280
45	05-Nov	1620	1150	830	610	470	380	330	289
46	12-Nov	1560	1090	790	580	440	370	320	289
47	19-Nov	1510	1060	760	550	430	360	316	291
48	26-Nov	1410	990	700	510	400	340	307	284
49	03-Dic	1400	990	700	500	400	340	304	283
50	10-Dic	1370	960	680	490	390	330	297	282
51	17-Dic	1330	940	660	480	380	330	289	278
52	24-Dic	1330	930	650	470	380	320	282	275

Tabla 10 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 2



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA	539	539	539	539	539	539	539	539
	CLASE	2	2	2	2	2	2	2	2
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	181	181	181	181	181	181	181	181
	CTR	288	288	288	288	288	288	288	288
	Caso com	35	35	35	35	35	35	35	35
semana	Fecha inicial	CA539-CL2-ST2-72.3<CT<74.0 m	CA539-CL2-ST3-74.0<CT<75.4 m	CA539-CL2-ST4-75.4<CT<76.6 m	CA539-CL2-ST5-76.6<CT<77.6 m	CA539-CL2-ST6-77.6<CT<78.6m	CA539-CL2-ST7-78.6<CT<79.4 m	CA539-CL2-ST8-79.4<CT<80.2 m	CA539-CL2-ST9-80.2<CT<81.0 m
18	30-Abr	1100	660	430	330	276	244	215	185
19	07-May	1140	670	440	340	285	251	221	193
20	14-May	1110	640	430	330	283	247	221	193
21	21-May	970	570	400	310	264	235	208	178
22	28-May	730	390	302	256	224	202	176	143
23	04-Jun	680	390	301	254	223	201	174	137
24	11-Jun	600	350	285	252	220	200	172	130
25	18-Jun	590	350	289	248	221	196	166	121
26	25-Jun	530	320	270	237	215	191	160	115
27	02-Jul	560	340	282	245	219	193	162	115
28	09-Jul	620	370	298	256	232	200	170	127
29	16-Jul	750	440	340	284	252	221	190	152
30	23-Jul	730	430	340	288	255	224	193	153
31	30-Jul	650	420	330	283	246	218	184	140
32	06-Ago	630	400	330	278	242	216	179	130
33	13-Ago	650	410	330	283	251	218	184	131
34	20-Ago	720	440	360	299	266	232	195	140
35	27-Ago	710	460	370	307	273	237	195	140
36	03-Sep	710	490	390	320	276	240	199	143
37	10-Sep	710	510	400	330	277	241	200	140
38	17-Sep	810	580	440	360	302	261	213	158
39	24-Sep	850	600	450	370	313	270	228	168
40	01-Oct	950	650	490	390	330	286	246	192
41	08-Oct	1090	740	540	420	350	303	267	214
42	15-Oct	1140	760	550	430	360	311	271	220
43	22-Oct	1180	770	550	430	360	313	281	227
44	29-Oct	1240	820	590	450	370	320	284	239
45	05-Nov	1260	800	560	430	350	312	282	247
46	12-Nov	1370	890	620	470	380	330	297	265
47	19-Nov	1300	840	590	440	360	320	289	267
48	26-Nov	1190	780	540	410	340	310	279	261
49	03-Dic	1190	790	550	410	340	310	279	259
50	10-Dic	1160	770	540	400	340	308	272	257
51	17-Dic	1150	770	540	400	340	304	268	256
52	24-Dic	1170	790	550	410	340	298	267	256

Tabla 11 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 3



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA	539	539	539	539	539	539	539	539
	CLASE	3	3	3	3	3	3	3	3
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	181	181	181	181	181	181	181	181
	CTR	288	288	288	288	288	288	288	288
	Caso com	35	35	35	35	35	35	35	35
semana	Fecha inicial	CA539-CL3-ST2-72.3<CT<74.0 m	CA539-CL3-ST3-74.0<CT<75.4 m	CA539-CL3-ST4-75.4<CT<76.6 m	CA539-CL3-ST5-76.6<CT<77.6 m	CA539-CL3-ST6-77.6<CT<78.6m	CA539-CL3-ST7-78.6<CT<79.4 m	CA539-CL3-ST8-79.4<CT<80.2 m	CA539-CL3-ST9-80.2<CT<81.0 m
18	30-Abr	640	360	265	221	190	167	144	111
19	07-May	520	302	242	206	178	155	133	96
20	14-May	470	282	223	197	172	149	125	86
21	21-May	460	284	225	195	172	148	122	77
22	28-May	460	271	216	189	167	144	118	84
23	04-Jun	430	258	217	191	169	145	117	81
24	11-Jun	370	242	203	181	158	134	106	68
25	18-Jun	380	249	218	193	170	146	116	72
26	25-Jun	390	260	224	203	179	154	124	78
27	02-Jul	440	281	236	210	186	160	129	84
28	09-Jul	450	291	246	215	191	162	130	84
29	16-Jul	400	283	236	214	187	158	123	83
30	23-Jul	370	270	231	208	182	152	116	73
31	30-Jul	380	274	236	210	183	151	112	65
32	06-Ago	420	285	246	221	191	159	118	72
33	13-Ago	420	289	252	217	192	157	115	67
34	20-Ago	450	299	259	227	196	158	115	65
35	27-Ago	480	317	274	242	208	173	125	70
36	03-Sep	460	340	280	251	217	181	131	71
37	10-Sep	480	360	296	266	225	191	138	75
38	17-Sep	520	390	320	277	241	206	162	88
39	24-Sep	600	430	340	295	258	226	181	104
40	01-Oct	680	470	370	310	271	243	207	142
41	08-Oct	810	530	410	340	290	263	230	181
42	15-Oct	900	570	430	350	304	268	240	193
43	22-Oct	1020	630	450	370	314	285	251	207
44	29-Oct	1080	660	470	380	320	291	260	221
45	05-Nov	1110	670	470	380	320	288	261	224
46	12-Nov	1060	620	440	350	303	275	250	221
47	19-Nov	1020	600	430	350	296	271	249	224
48	26-Nov	970	600	420	340	292	275	251	230
49	03-Dic	970	600	420	340	290	273	251	229
50	10-Dic	930	580	410	330	283	268	246	226
51	17-Dic	910	570	400	320	279	262	242	217
52	24-Dic	940	580	410	330	274	264	241	216



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 12 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 4

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA	539	539	539	539	539	539	539	539
	CLASE	4	4	4	4	4	4	4	4
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	181	181	181	181	181	181	181	181
	CTR	288	288	288	288	288	288	288	288
	Caso com	35	35	35	35	35	35	35	35
semana	Fecha inicial	CA539-CL4-ST2-72.3<CT<74.0 m	CA539-CL4-ST3-74.0<CT<75.4 m	CA539-CL4-ST4-75.4<CT<76.6 m	CA539-CL4-ST5-76.6<CT<77.6 m	CA539-CL4-ST6-77.6<CT<78.6 m	CA539-CL4-ST7-78.6<CT<79.4 m	CA539-CL4-ST8-79.4<CT<80.2 m	CA539-CL4-ST9-80.2<CT<81.0 m
18	30-Abr	307	196	155	128	104	84	71	52
19	07-May	288	198	158	131	107	85	71	51
20	14-May	297	197	160	134	108	86	70	49
21	21-May	301	192	156	131	105	83	66	44
22	28-May	284	188	154	129	104	81	64	40
23	04-Jun	255	180	149	125	100	75	60	35
24	11-Jun	250	179	151	127	102	79	58	31
25	18-Jun	220	176	148	123	98	74	52	26
26	25-Jun	220	176	148	123	96	71	50	23
27	02-Jul	226	183	154	127	99	72	53	28
28	09-Jul	219	182	155	128	100	71	52	28
29	16-Jul	238	190	162	135	108	78	54	32
30	23-Jul	257	208	178	152	123	93	62	37
31	30-Jul	287	213	188	161	131	99	66	40
32	06-Ago	312	229	202	175	144	109	73	45
33	13-Ago	316	237	214	185	152	115	76	45
34	20-Ago	340	245	219	188	155	116	76	39
35	27-Ago	330	245	216	189	155	116	73	38
36	03-Sep	308	260	223	203	170	132	85	39
37	10-Sep	320	271	233	213	183	145	94	38
38	17-Sep	370	291	252	221	197	163	115	54
39	24-Sep	420	313	270	235	209	183	140	72
40	01-Oct	480	350	289	251	226	200	162	93
41	08-Oct	520	360	293	259	222	206	173	119
42	15-Oct	610	390	316	275	239	215	186	135
43	22-Oct	690	410	320	282	244	216	187	136
44	29-Oct	730	420	330	284	246	220	194	148
45	05-Nov	760	420	330	287	249	221	198	153
46	12-Nov	780	430	330	289	250	223	201	162
47	19-Nov	780	430	330	287	250	225	204	169
48	26-Nov	650	400	311	270	241	218	198	165
49	03-Dic	670	410	313	274	242	221	198	169
50	10-Dic	680	420	315	275	245	221	202	172
51	17-Dic	690	430	320	274	243	223	203	177
52	24-Dic	700	430	320	266	241	218	198	171



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 13 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 5

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA	539	539	539	539	539	539	539	539
	CLASE	5	5	5	5	5	5	5	5
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	181	181	181	181	181	181	181	181
	CTR	288	288	288	288	288	288	288	288
	Caso com	35	35	35	35	35	35	35	35
semana	Fecha inicial	CA539-CL5-ST2-72.3<CT<74.0 m	CA539-CL5-ST3-74.0<CT<75.4 m	CA539-CL5-ST4-75.4<CT<76.6 m	CA539-CL5-ST5-76.6<CT<77.6 m	CA539-CL5-ST6-77.6<CT<78.6 m	CA539-CL5-ST7-78.6<CT<79.4 m	CA539-CL5-ST8-79.4<CT<80.2 m	CA539-CL5-ST9-80.2<CT<81.0 m
18	30-Abr	140	85	63	47	35	25	17	10
19	07-May	132	78	57	42	30	20	13	7
20	14-May	138	78	57	41	28	18	11	5
21	21-May	139	81	59	43	29	18	9	4
22	28-May	140	91	67	49	35	22	12	5
23	04-Jun	151	98	73	54	39	25	13	5
24	11-Jun	150	103	79	59	42	27	15	6
25	18-Jun	144	108	83	62	45	29	16	6
26	25-Jun	148	114	88	66	48	32	18	7
27	02-Jul	156	122	96	73	54	36	21	9
28	09-Jul	169	132	104	79	59	40	24	10
29	16-Jul	173	137	110	84	62	42	25	12
30	23-Jul	171	138	110	84	60	41	23	11
31	30-Jul	181	146	119	91	65	44	25	11
32	06-Ago	185	154	124	95	67	45	25	11
33	13-Ago	192	165	135	104	72	49	27	11
34	20-Ago	220	174	147	114	80	55	31	12
35	27-Ago	223	184	154	123	88	59	33	14
36	03-Sep	220	191	161	129	94	61	34	14
37	10-Sep	221	199	169	138	104	67	36	13
38	17-Sep	233	209	180	149	114	76	41	14
39	24-Sep	249	220	192	159	124	84	47	18
40	01-Oct	278	226	202	170	135	96	53	19
41	08-Oct	320	252	215	191	156	119	72	29
42	15-Oct	370	273	231	205	178	144	98	46
43	22-Oct	440	299	245	219	191	159	119	63
44	29-Oct	460	298	247	219	193	162	126	70
45	05-Nov	480	302	246	218	193	163	127	73
46	12-Nov	490	301	247	217	192	163	128	78
47	19-Nov	470	290	242	216	190	162	126	77
48	26-Nov	390	279	238	215	188	161	124	77
49	03-Dic	390	280	241	214	190	162	125	77
50	10-Dic	370	282	235	214	188	162	128	78
51	17-Dic	370	279	235	213	187	161	132	83
52	24-Dic	380	288	234	211	183	156	129	88

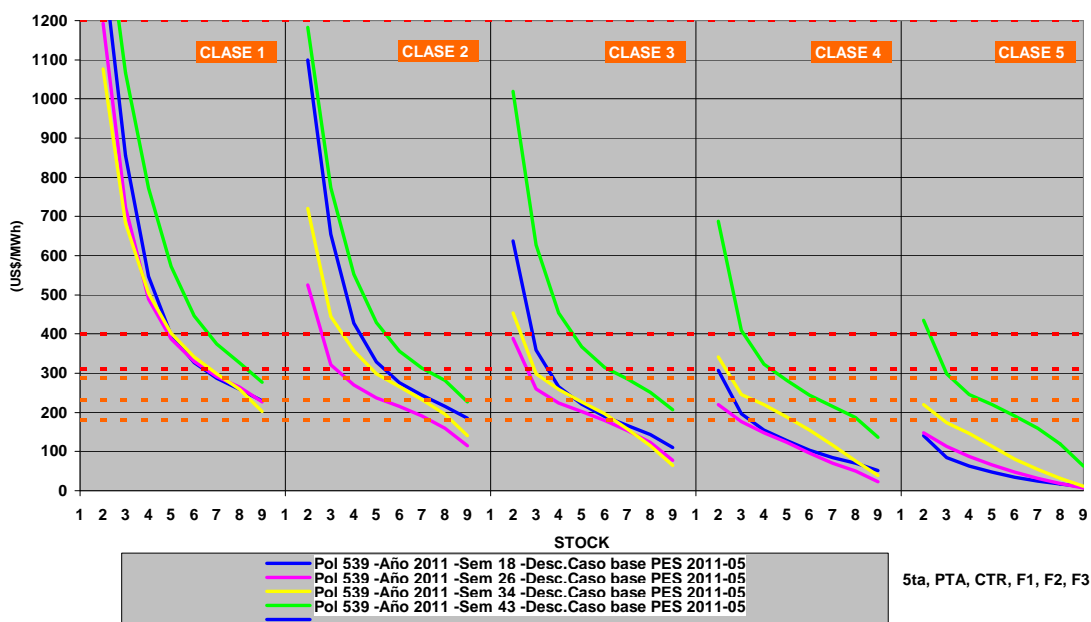


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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 105 USD/barril e incrementos medios de demanda (5.2% para 2011).

VALORES DEL AGUA, semanas 18, 26, 34 y 43





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Operación esperada

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 14 Balance semestral (semanas 18-2011 a 43-2011) en valor esperado

- Semanas 18/2011 a 43/2011			
2011 SI - 2012 NO - 2013 NO - 2014 NO - 2015 NO			
ESCENARIO	Seco - Costos - (0.0% - 100%)		
GENERACIÓN (GWh)	Dem-Base - Comb-105 -	Dem-Baja - Comb-80 -	Dem-Alta - Comb-130 -
Terra	349	345	351
Baygorria	251	248	252
Palmar	877	871	879
Total Río Negro	1478	1464	1482
Salto Grande	2241	2239	2243
Total Hidráulica	3719	3703	3726
Batlle 5ª Unidad	145	140	149
Batlle 6ª Unidad	169	164	173
Batlle Sala B	57	54	60
PTA TGE GN	0	0	0
PTA TGE GO	476	454	495
CTR+TGAA	207	195	216
Motores	141	137	146
Total Térmica	1195	1144	1240
CEMSA I +GMSA	25	24	26
RIVERA 70 MW	1	0	20
CONTINGENTE INV	26	22	26
CEMSA II	19	19	20
CONTINGENTE RESTO	1	2	2
GEN DIST	104	104	104
BOTNIA	130	129	130
Exportación	-110	-121	-100
FALLA 2	14	10	19
FALLA 3	4	3	4
FALLA 4	4	3	4
TOTAL Falla	41	33	46
Demanda Total	5150	5059	5240



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Probabilidad de Excedencia de Falla

Se presenta en el siguiente gráfico la distribución de probabilidad de excedencia de energía de falla para el período (semanas 18 a 43 de 2011), en % sobre la demanda del período, para 3 alternativas de respaldo, (respaldo normal y dos alternativas de respaldo 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, según los casos de respaldo analizados, se sitúa entre 25% a 45%. Alcanzándose profundidades máximas de entre 7.6% y 17.4%.

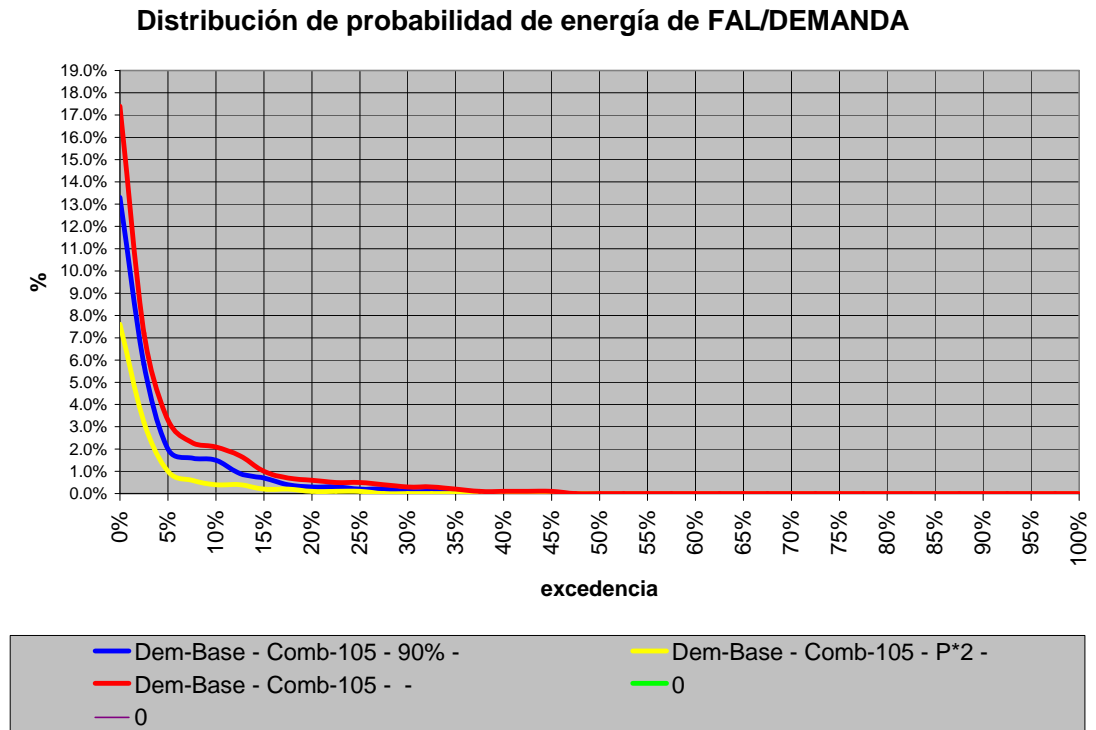
En la gráfica se observan los siguientes casos:

Caso	Respaldo en invierno (S18 a S40)		Respaldo fuera de invierno (S41 a S17)	
	Potencia	Disponibilidad	Potencia	Disponibilidad
Dem – Base- Comb- 105	140	50%	200	65%
Dem- Base- Comb 105- 90%	140	90%	200	90%
Dem- Base- Comb 105- P*2	280	90%	400	90%



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 3 Probabilidad de Excedencia de Falla



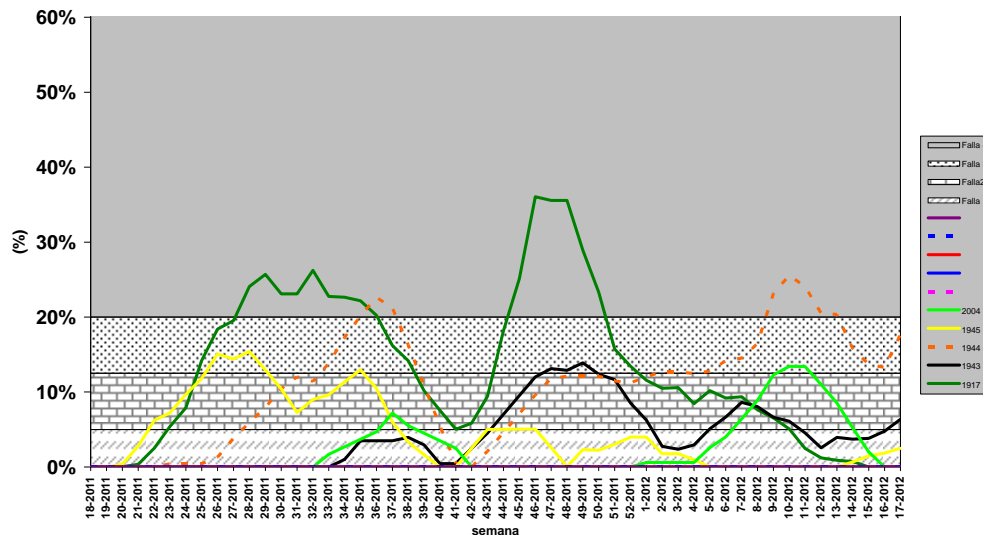
Para las dos alternativas de respaldo en condiciones adversas consideradas se muestran a continuación las crónicas que en el período de un año a partir de la semana 18 de 2011 alcanzan falla máxima superior a Falla 3 (12.5% de la demanda)



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 4 Crónicas con falla máxima superior al escalón F3 para respaldo en condiciones adversas 90%

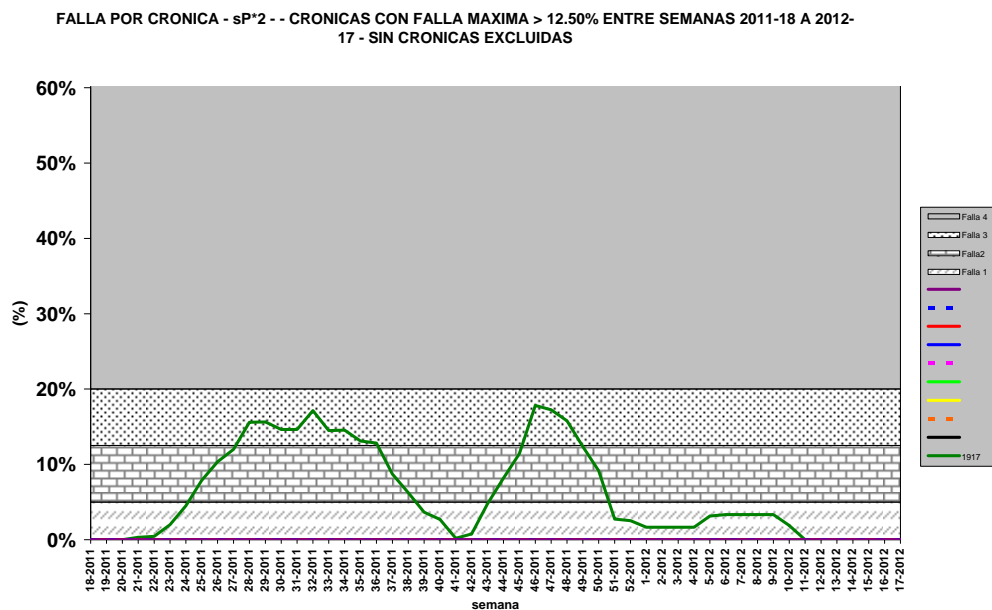
FALLA POR CRONICA - s90% - - CRONICAS CON FALLA MAXIMA > 12.50% ENTRE SEMANAS 2011-18 A 2012-17 - SIN CRONICAS EXCLUIDAS





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 5 Crónicas con falla máxima superior al escalón F3 para respaldo en condiciones adversas 90% P*2





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Precio Marginal

Se presenta información sobre los precios marginales en el período para el caso de referencia (demanda media y precio de barril de petróleo 105 USD/barril) y por banda horaria.

El Costo Marginal Promedio topeado a 250 U\$/MWh, para el período es de 167.8 U\$/MWh.

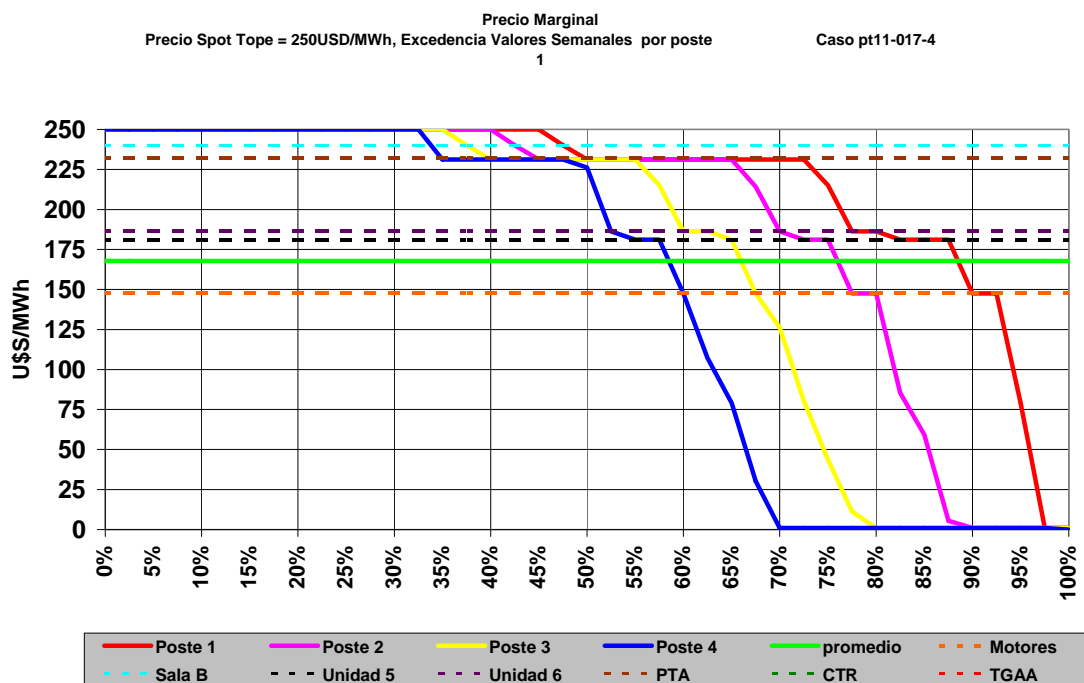
Tabla 15 Distribución de probabilidad del Precio Marginal medio por crónica (U\$/MWh) para el caso de referencia.

US\$/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
0.0%	240.4	244.8	240.4	239.7
10.0%	232.9	239.6	234.7	224.6
20.0%	223.6	234.0	224.1	213.9
30.0%	216.2	221.0	217.0	198.4
40.0%	193.6	211.0	196.8	179.6
50.0%	169.9	197.3	171.8	156.2
60.0%	156.0	183.1	152.0	130.7
70.0%	127.6	173.4	125.5	109.3
80.0%	116.7	158.8	109.6	83.8
90.0%	94.2	147.3	88.2	53.9
100.0%	48.7	107.7	48.1	1.0
promedio	167.8	194.9	166.6	147.6



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 6 Distribución de probabilidad Precio Marginal medio por poste para el caso de referencia (demanda media y WTI a 105 U\$S/bbl).





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

ÍNDICE

1.-	Resumen ejecutivo.....	2
2.-	Hipótesis	3
2.1.-	Hipótesis básicas:	3
2.2.-	Demanda y Falla	4
2.3.-	Combustibles	6
2.4.-	Combinación de casos a analizar- demanda/combustible.....	8
2.5.-	Parque Generador	8
2.6.-	Comercio internacional.....	19
3.-	Política de Operación de Largo Plazo de la Central G. Terra.....	23
3.1.-	Valores del agua de Terra de la optimización.	23
3.2.-	Comparativos de Valores del agua de Terra de la optimización.....	29
4.-	Operación esperada.....	31
4.1.-	Balance energético	32
4.2.-	Probabilidad de Excedencia de Falla	33
4.3.-	Precio Marginal	35
5.-	Resultados usando modelo EDF y CAR.....	37