



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Re-programación Estacional

Noviembre 2010 – Abril 2011

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
23/11/2010	1	Versión Preliminar
15/11/2010	2	Versión aprobada
4/1/2011	3	Reprogramación, versión aprobada. Desplazamientos de mantenimientos de 5ª y 6ª unidad de Central Batlle y de las unidades de respaldo La Tablada, y nueva estimación de incremento de demanda según informe de UTE.
26/1/2011	4	Fe de erratas por precio spot incorrecto en Tabla 7. No hay otra modificación.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

1.2.- Demanda

En su presentación, el grupo de demanda fundamenta el ajuste realizado en el siguiente análisis crítico:

- Las temperaturas de mayo, junio y julio fueron más benignas que en 2009, aunque cerca del promedio excepto para mayo
- Las previsiones de PIB de las consultoras fueron menores a las reales.
- Este primer semestre de acuerdo al BCU la economía creció respecto a igual periodo del año anterior un 9.6%, del cual 2.2 puntos porcentuales corresponden al sector electricidad, gas y agua (un 23% de la expansión total), explicado por el crecimiento de la producción nacional hidráulica de electricidad.
- Si hubiéramos proyectado con datos reales de PIB y temperaturas posicionados al cierre de 2009, la proyección hubiera sido para 2010 de 5.9% en lugar de 5,4%.
- Si al crecimiento del PIB le quitamos lo correspondiente al efecto hidráulica, que obviamente no implica un efecto ingreso sobre la demanda de energía (su significado dentro del modelo), la proyección cuasireal cae al 4.7%.

La nueva proyección y su rango de variación al 70% de confianza se presentan en los cuadros siguientes:

PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA

25/11/2010

AÑO	Energía entregada a Trasmisión (GWh)	Tasa de CRECIMIENTO
1995	6.072	5.67%
1996	6.418	5.71%
1997	6.784	5.71%
1998	7.141	5.25%
1999	7.489	4.88%
2000	7.775	3.82%
2001	7.805	0.38%
2002	7.630	-2.24%
2003	7.647	0.22%
2004	8.035	5.08%
2005	8.159	1.54%
2006	8.189	0.37%
2007	8.875	8.38%
2008	8.781	-1.06%
2009	8.990	2.39%
2010	9.317	3.63%
2011	9.645	3.52%
2012	10.010	3.79%
2013	10.391	3.81%
2014	10.791	3.85%
2015	11.208	3.86%

Media y banda al 70% conf.			
año	Dem media	MIN	MAX
2010	9317	9281	9353
2011	9645	9362	9928
2012	10010	9575	10446
2013	10391	9833	10950
2014	10791	10121	11462
2015	11208	10431	11986
2010	3.63%	3.23%	4.03%
2011	3.52%	0.87%	6.15%
2012	3.79%	2.27%	5.22%
2013	3.81%	2.69%	4.82%
2014	3.85%	2.93%	4.68%
2015	3.86%	3.06%	4.57%

(*) para estimar la Generación del período 2010 - 2015 se utilizó el modelo elaborado por el grupo de demanda.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Se tomó como caso base el correspondiente a la media y como análisis de sensibilidad se corrieron casos con demandas baja y alta correspondientes a la banda de 70% de confianza indicada en la tabla anterior.

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

Los resultados para lo que falta del período estacional analizado son:

El costo total del país esperado¹ para el semestre es del orden de 379,5 MUS\$ (se compone de aprox. 56 millones ya ejecutados entre las semanas 44 y 48 de 2010 y costo esperado para el período desde la semana 49 de 2010 a la 17 de 2011, considerando el caso base y una estimación de los costos fijos basada en este despacho esperado de los contratos de respaldo con Argentina).

El riesgo de falla para el período estacional, considerando todas las crónicas sin condicionamiento, supera el 5% en varias semanas, con profundidades máximas que no superan el 12%. Si se tiene en cuenta el efecto del uso de los lagos de corto plazo, solo permanece una crónica con despacho de falla. Hay que realizar un seguimiento de la situación hidrológica dadas las previsiones asociadas al fenómeno de La Niña, que determinan mayor peso probabilístico a los aportes inferiores al promedio para los próximos meses.

¹ El costo total país es la suma del costo operativo más los costos de falla (evaluados por sus valores reglamentarios).



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.1.- Valores del agua de Terra

Se presentan los valores del agua de Terra resultantes de la optimización obtenidos del modelo de largo plazo para un valor de petróleo de 85 US\$/barril.

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
------------------------------	-----------------------	---------------------------	--------------------------

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

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh) Clase hidrológica 1									
	POLÍTICA Nro	490	490	490	490	490	490	490	490
	CLASE	1	1	1	1	1	1	1	1
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	136	136	136	136	136	136	136	136
	CTR	224	224	224	224	224	224	224	224
semana	Fecha inicial								
2	8-Jan	1290	830	530	370	280	232	206	194
3	15-Jan	1300	840	530	370	280	229	211	192
4	22-Jan	1300	830	520	360	280	226	208	188
5	29-Jan	1300	820	510	360	270	223	204	183
6	5-Feb	1310	820	510	360	270	222	203	180
7	12-Feb	1340	830	510	360	270	223	201	179
8	19-Feb	1350	830	510	360	270	222	197	176
9	26-Feb	1270	770	470	340	260	215	193	173
10	5-Mar	1220	720	450	320	254	211	190	170
11	12-Mar	1140	660	410	300	245	205	186	167
12	19-Mar	1120	650	410	300	241	203	181	163
13	26-Mar	1170	670	420	310	250	210	185	173
14	2-Apr	1140	640	410	300	242	205	182	167
15	9-Apr	1100	620	400	290	240	202	182	168
16	16-Apr	1020	580	370	280	232	196	180	163
17	23-Apr	1110	620	390	300	243	205	191	169
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 2

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh) Clase hidrológica 2									
	POLÍTICA Nro	490	490	490	490	490	490	490	490
	CLASE	2	2	2	2	2	2	2	2
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	136	136	136	136	136	136	136	136
	CTR	224	224	224	224	224	224	224	224
semana	Fecha inicial								
2	8-Jan	1050	620	400	290	238	201	185	166
3	15-Jan	1090	650	410	300	236	205	186	167
4	22-Jan	1090	640	400	290	228	206	182	164
5	29-Jan	1110	640	410	290	227	206	179	164
6	5-Feb	1080	610	380	280	221	197	172	154
7	12-Feb	1090	610	380	280	219	193	169	150
8	19-Feb	1080	600	370	270	216	186	164	145
9	26-Feb	1040	570	360	270	212	184	165	146
10	5-Mar	940	510	330	247	201	176	156	138
11	12-Mar	940	510	330	248	206	181	161	143
12	19-Mar	960	520	340	251	210	180	162	144
13	26-Mar	830	420	290	220	189	165	146	128
14	2-Apr	820	430	290	219	185	160	142	125
15	9-Apr	800	420	290	225	187	167	148	131
16	16-Apr	930	500	340	260	211	191	174	153
17	23-Apr	880	470	320	245	204	183	164	141
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

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

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh) Clase hidrológica 3									
	POLÍTICA Nro	490	490	490	490	490	490	490	490
	CLASE	3	3	3	3	3	3	3	3
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	136	136	136	136	136	136	136	136
	CTR	224	224	224	224	224	224	224	224
semana	Fecha inicial								
2	8-Jan	880	480	320	237	211	181	166	146
3	15-Jan	840	450	300	226	201	174	157	138
4	22-Jan	850	450	300	224	195	172	151	133
5	29-Jan	830	430	290	215	192	163	144	125
6	5-Feb	870	450	290	220	190	163	143	124
7	12-Feb	870	450	290	220	185	161	139	121
8	19-Feb	870	440	280	214	180	156	136	118
9	26-Feb	760	380	251	200	169	147	128	111
10	5-Mar	720	360	244	195	165	143	125	109
11	12-Mar	620	320	221	179	153	133	115	100
12	19-Mar	650	330	229	175	154	134	119	101
13	26-Mar	670	340	235	187	161	142	125	106
14	2-Apr	730	360	247	194	171	148	131	111
15	9-Apr	610	320	226	182	156	137	120	102
16	16-Apr	470	252	192	162	141	124	108	88
17	23-Apr	470	254	192	164	143	125	109	88
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 4

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh) Clase hidrológica 4									
	POLÍTICA Nro	490	490	490	490	490	490	490	490
	CLASE	4	4	4	4	4	4	4	4
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	136	136	136	136	136	136	136	136
	CTR	224	224	224	224	224	224	224	224
semana	Fecha inicial								
2	8-Jan	610	320	221	186	165	143	124	107
3	15-Jan	600	310	223	183	160	137	119	102
4	22-Jan	590	310	222	181	158	136	117	99
5	29-Jan	580	300	218	174	153	129	111	93
6	5-Feb	560	290	206	167	143	120	102	84
7	12-Feb	550	270	195	157	131	111	93	75
8	19-Feb	540	260	191	151	125	105	88	70
9	26-Feb	480	244	171	139	115	96	81	64
10	5-Mar	430	229	165	131	109	90	77	61
11	12-Mar	390	215	161	130	109	91	77	64
12	19-Mar	360	202	151	119	100	82	71	59
13	26-Mar	290	177	132	107	90	72	63	49
14	2-Apr	270	151	115	95	79	62	54	40
15	9-Apr	270	157	125	104	87	70	60	44
16	16-Apr	218	149	118	98	82	66	56	41
17	23-Apr	204	141	114	95	79	63	53	37
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

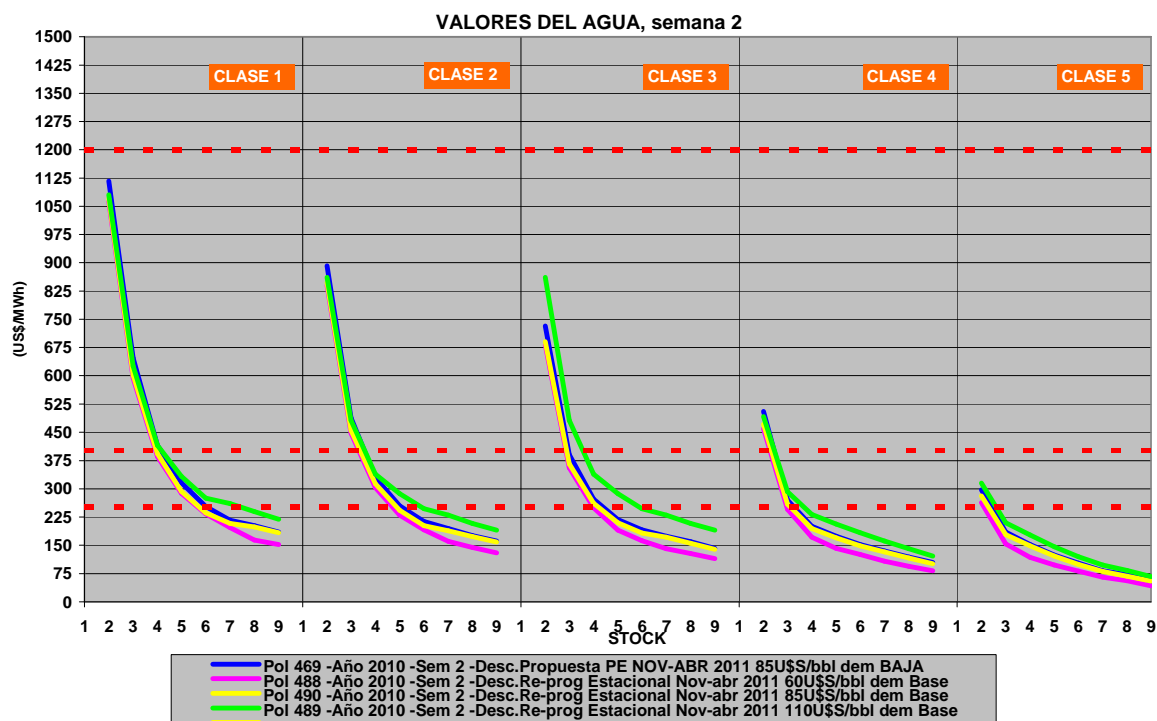
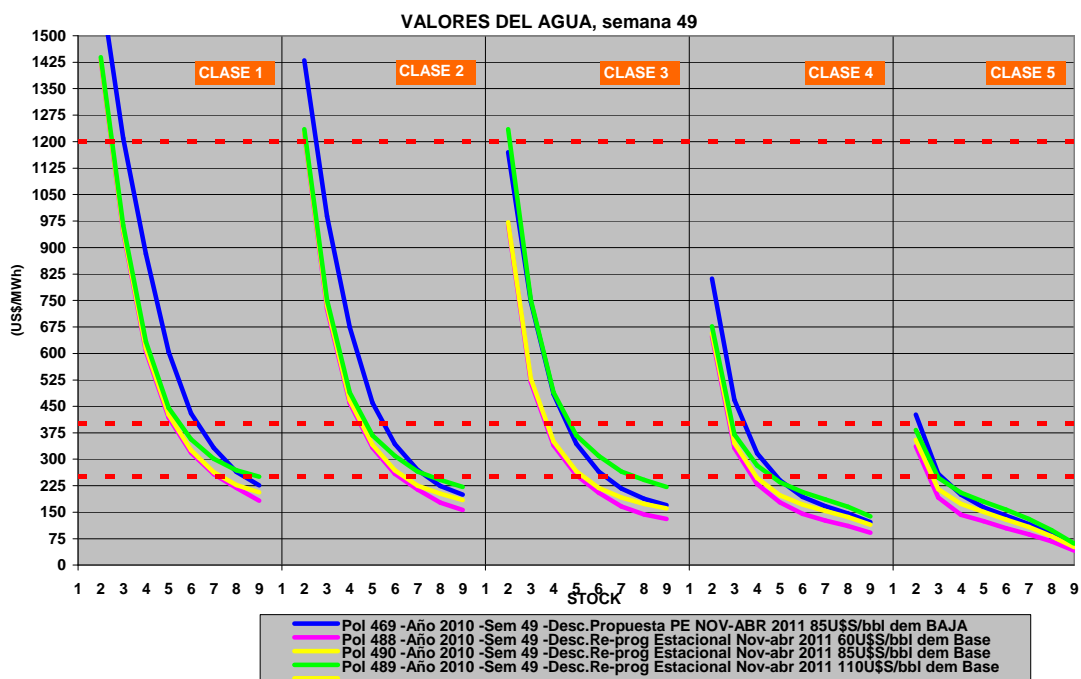
Tabla 5 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh) Clase hidrológica 5									
	POLÍTICA Nro	490	490	490	490	490	490	490	490
	CLASE	5	5	5	5	5	5	5	5
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	136	136	136	136	136	136	136	136
	CTR	224	224	224	224	224	224	224	224
semana	Fecha inicial								
2	8-Jan	320	210	162	136	110	88	72	56
3	15-Jan	330	196	160	129	104	82	70	56
4	22-Jan	280	184	148	116	92	71	63	47
5	29-Jan	260	180	139	106	83	66	58	43
6	5-Feb	270	174	129	98	77	64	54	37
7	12-Feb	290	172	123	94	73	63	52	36
8	19-Feb	290	156	111	84	66	57	46	32
9	26-Feb	270	146	105	80	65	55	45	31
10	5-Mar	231	130	93	72	59	48	38	26
11	12-Mar	165	107	76	59	48	38	29	18
12	19-Mar	146	93	65	51	41	32	23	14
13	26-Mar	140	86	59	47	38	29	21	12
14	2-Apr	155	78	57	46	36	27	20	12
15	9-Apr	123	59	43	34	26	18	12	7
16	16-Apr	94	59	44	34	26	18	12	7
17	23-Apr	95	58	43	33	25	18	12	6
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				



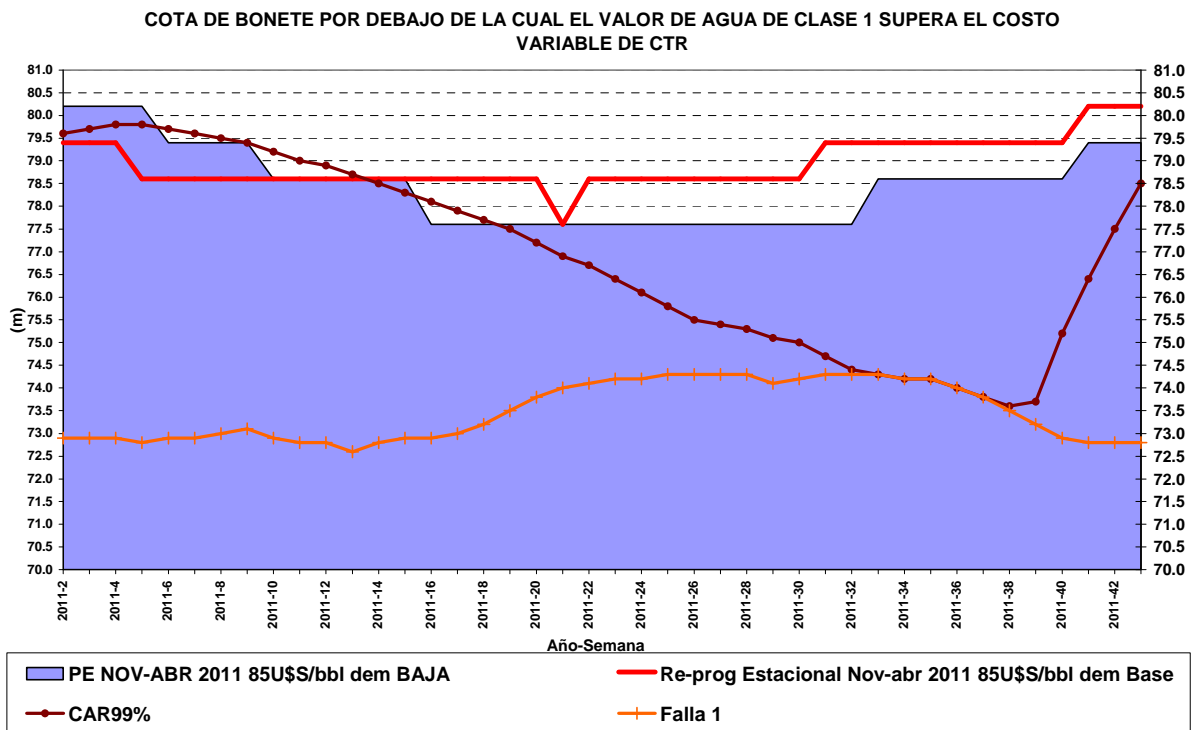
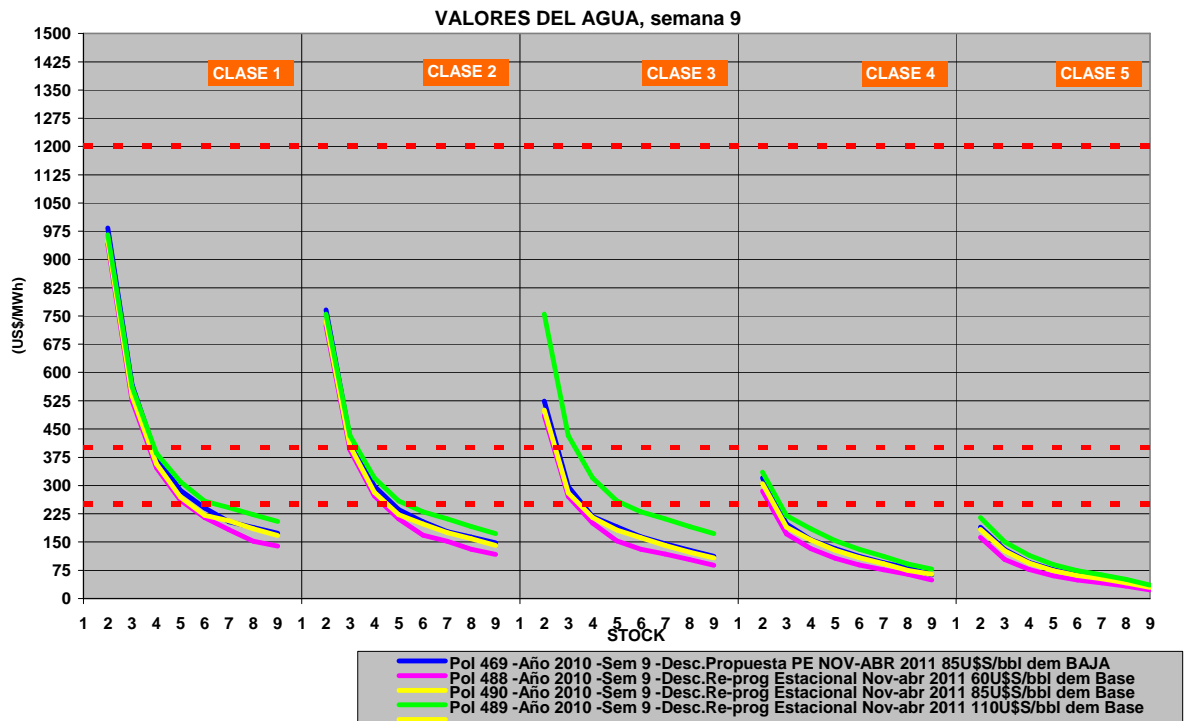
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.2.- Valores del agua de Terra, comparación con valores anteriores y con variaciones en el precio del petróleo





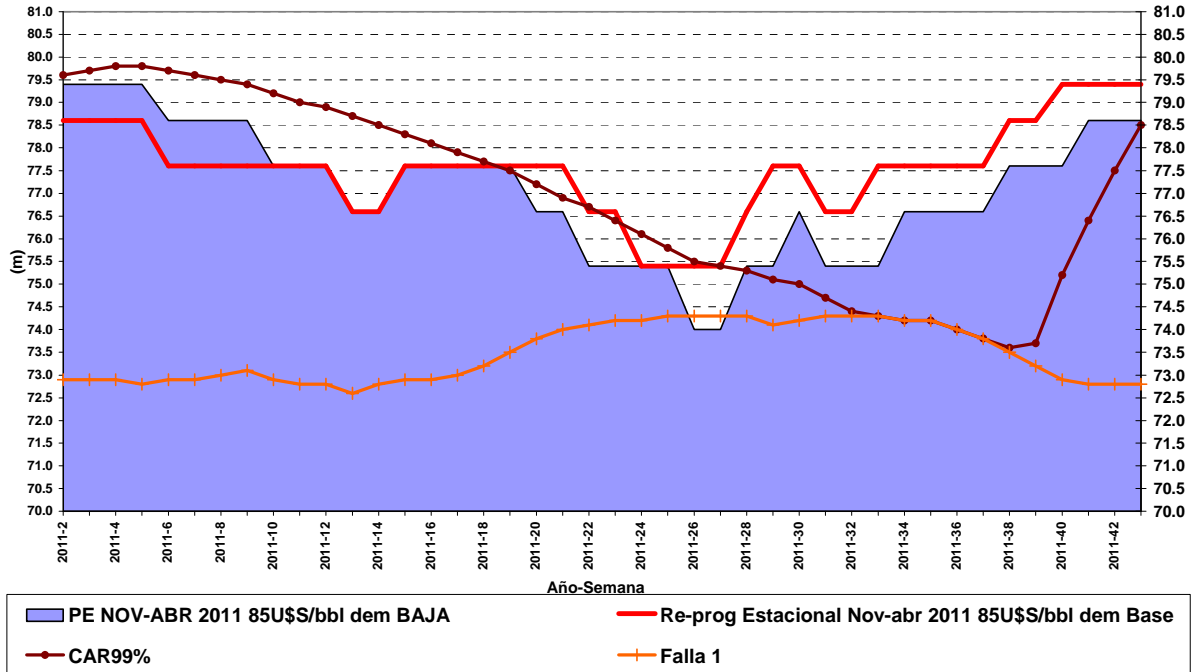
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



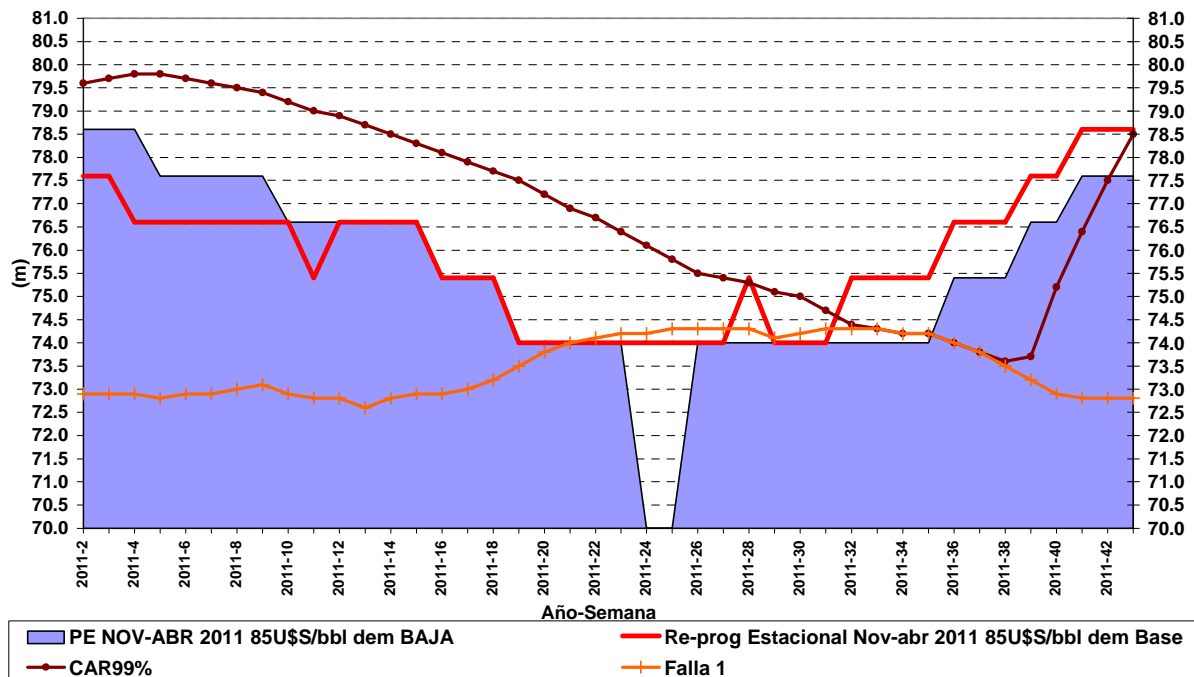


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

COTA DE BONETE POR DEBAJO DE LA CUAL EL VALOR DE AGUA DE CLASE 2 SUPERA EL COSTO VARIABLE DE CTR



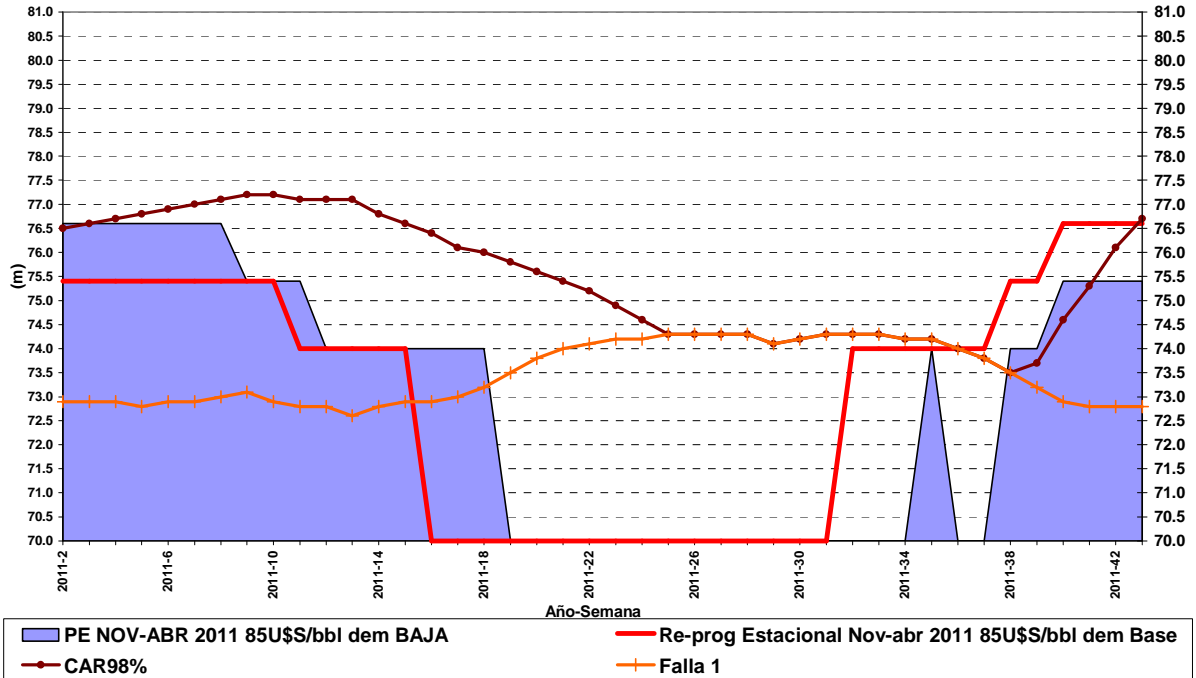
COTA DE BONETE POR DEBAJO DE LA CUAL EL VALOR DE AGUA DE CLASE 3 SUPERA EL COSTO VARIABLE DE CTR



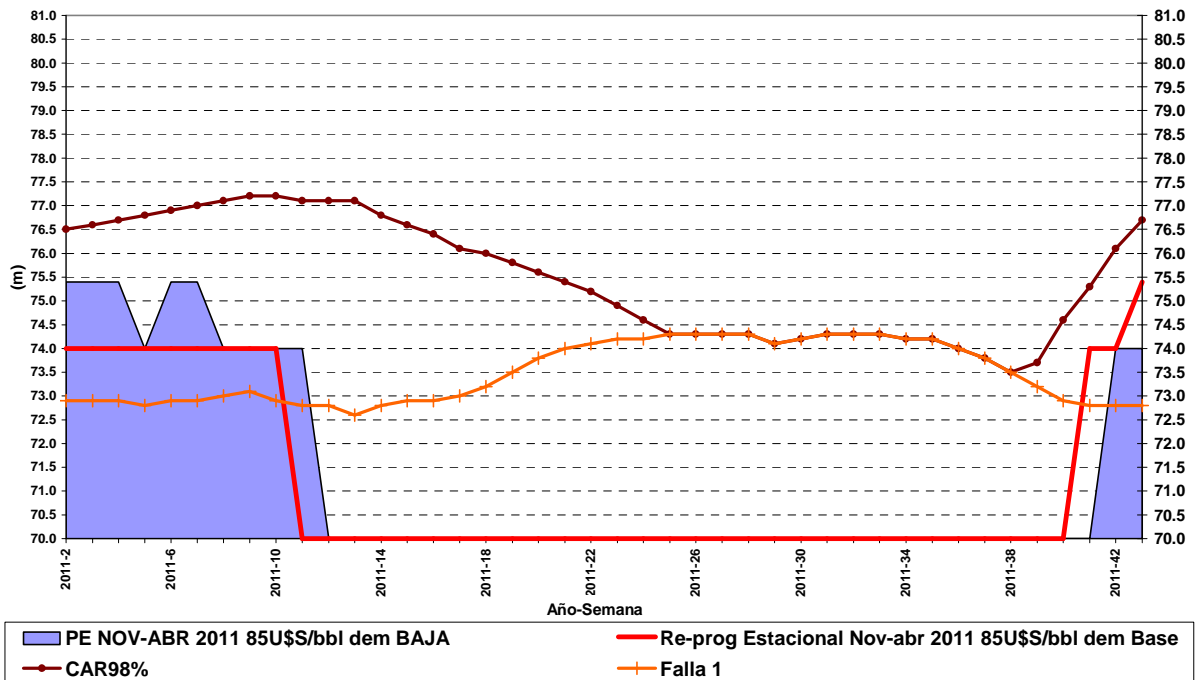


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

COTA DE BONETE POR DEBAJO DE LA CUAL EL VALOR DE AGUA DE CLASE 4 SUPERA EL COSTO VARIABLE DE CTR



COTA DE BONETE POR DEBAJO DE LA CUAL EL VALOR DE AGUA DE CLASE 5 SUPERA EL COSTO VARIABLE DE CTR





3.- 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.

El costo total del país esperado (costos variables) para el semestre es del orden de 379,5 MUS\$ (se compone de aprox. 56 millones ya ejecutados entre las semanas 44 y 48 de 2010 y costo esperado para el período desde la semana 49 de 2010 a la 17 de 2011, considerando el caso base).

3.1.- Balance energético y económico

Tabla 6 Balance energético y económico en valor esperado

GENERACIÓN (GWh)	wti60 - demBase - imp0.5 -	wti85 - demBase - imp0.5 -	wti110 - demBase - imp0.5 -	wti110 - demAlta - imp0.5 -
Terra	155	161	156	159
Baygorria	116	121	117	119
Palmar	396	406	398	400
Total Río Negro	668	688	672	677
Salto Grande	1081	1081	1081	1081
Total Hidráulica	1748	1769	1753	1759
Battle 5ª Unidad	138	138	137	139
Battle 6ª Unidad	236	236	234	238
Battle Sala B	63	58	43	46
PTA TGE GO	586	608	607	630
CTR+TGAA	223	224	220	236
Motores	160	157	156	158
Total Térmica	1407	1422	1398	1448
ARG GN BOL	99	100	100	103
CEMSA 1 150 MW	73	78	78	80
CONTINGENTE	163	110	162	176
GEN DIST	128	128	128	128
BOTNIA	106	106	106	106
Exportación	-19	-18	-18	-16
FALLA 1	9	18	6	12
FALLA 2	1	4	3	5
FALLA 3	0	0	0	0
FALLA 4	0	0	0	0
TOTAL Falla	10	21	9	17
Demanda Total	3715	3715	3715	3800



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

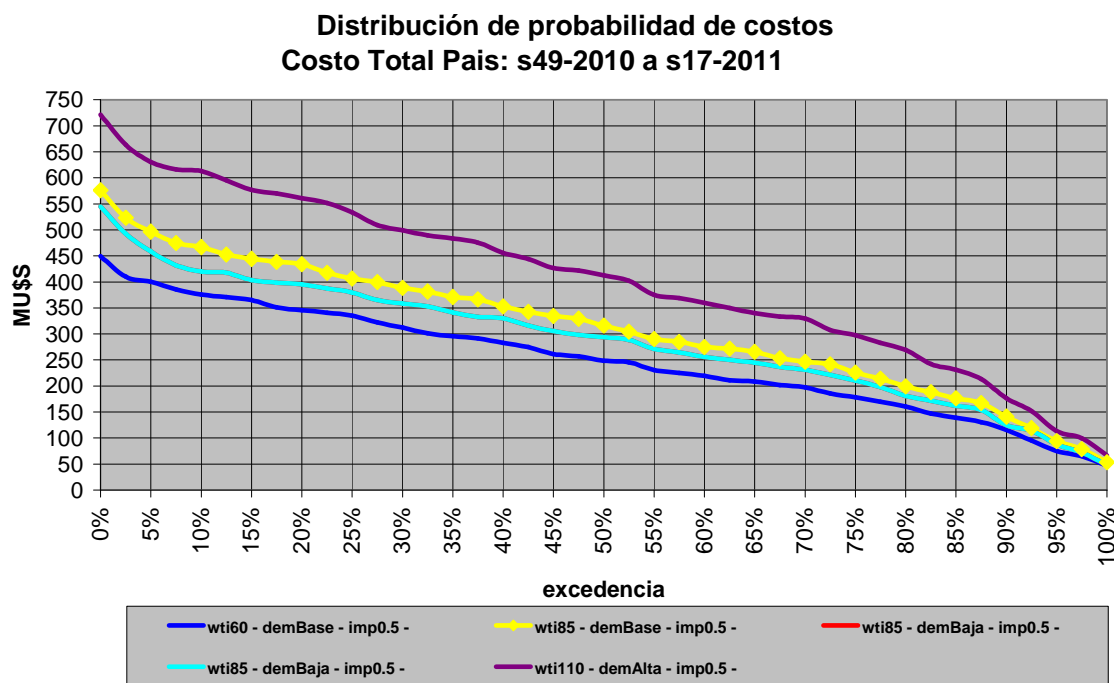
COSTO (MUS\$)	wti60 - demBase - imp0.5 -	wti85 - demBase - imp0.5 -	wti110 - demBase - imp0.5 -	wti85 - demBaja - imp0.5 -	wti110 - demAlta - imp0.5 -
Térmico fuel oil	57.4	80.6	99.9	79.3	102.0
Térmico gas oil	120.9	160.7	196.2	153.7	205.5
Térmico gas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Térmico	178.3	241.3	296.1	233.0	307.4
Salto Grande	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
ARG GN BOL	7.9	7.9	7.9	7.8	8.1
CEMSA 1 150 MW	5.9	6.3	6.3	6.2	6.5
CONTINGENTE	30.9	27.2	49.2	14.4	53.5
GEN DIST	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
BOTNIA	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5
Exportación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cargo Fijo	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Total Intercambios	44.7	41.4	63.4	28.4	68.1
Total Autop + otros	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
FALLA 1	2.6	5.3	1.7	2.6	3.7
FALLA 2	0.4	1.1	0.9	0.5	1.4
FALLA 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FALLA 4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL Falla	3.0	6.4	2.6	3.1	5.1
Costo Operativo País	246.6	306.3	383.1	285.0	399.2
Costo Total País	249.6	312.7	385.7	288.0	404.3

(*) Se valoriza la generación distribuida y los autoprodutores a 90 US\$/MWh.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 1 Distribución de probabilidad de costos totales del país para el resto del período.



3.2.- Precio Spot

Se presenta información sobre los precios spot en el período desde la semana 49 de 2010 a la 17 de 2011.

El Precio Spot Promedio para el período es de 149.5 U\$\$/MWh.

Tabla 7 Distribución de probabilidad del Precio Spot medio por crónica (U\$\$/MWh).

Precio Spot				
US\$/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
0.0%	244.8	246.5	246.7	239.1
10.0%	230.0	231.7	231.7	226.3
20.0%	222.3	223.5	223.5	218.2
30.0%	211.8	213.6	212.6	209.9
40.0%	202.9	205.1	204.7	201.4
50.0%	189.5	194.7	190.8	186.1
60.0%	187.2	187.8	187.1	179.2
70.0%	172.9	176.1	174.1	168.4
80.0%	159.6	162.3	160.2	154.9
90.0%	125.4	139.1	125.5	117.1
100.0%	48.4	60.7	45.1	45.1
promedio	185.0	189.4	186.0	179.2



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Para el caso con petróleo a 110 U\$/MWh y demanda alta resultan los siguientes valores promedio:

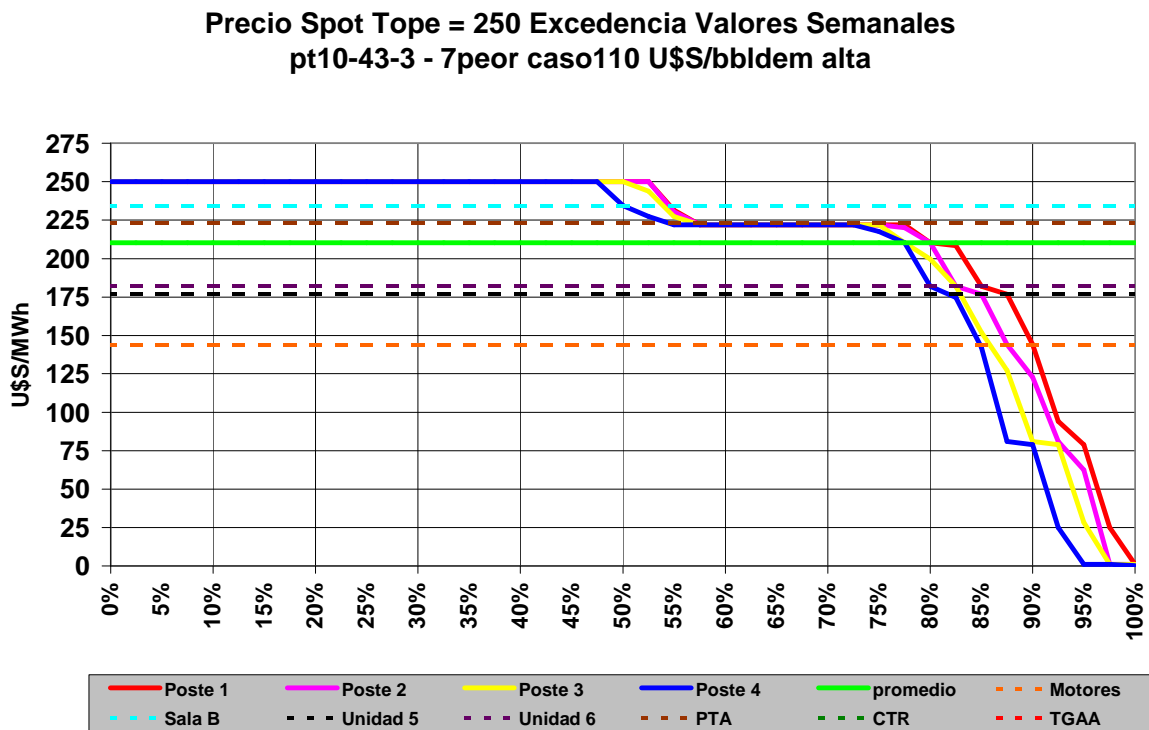
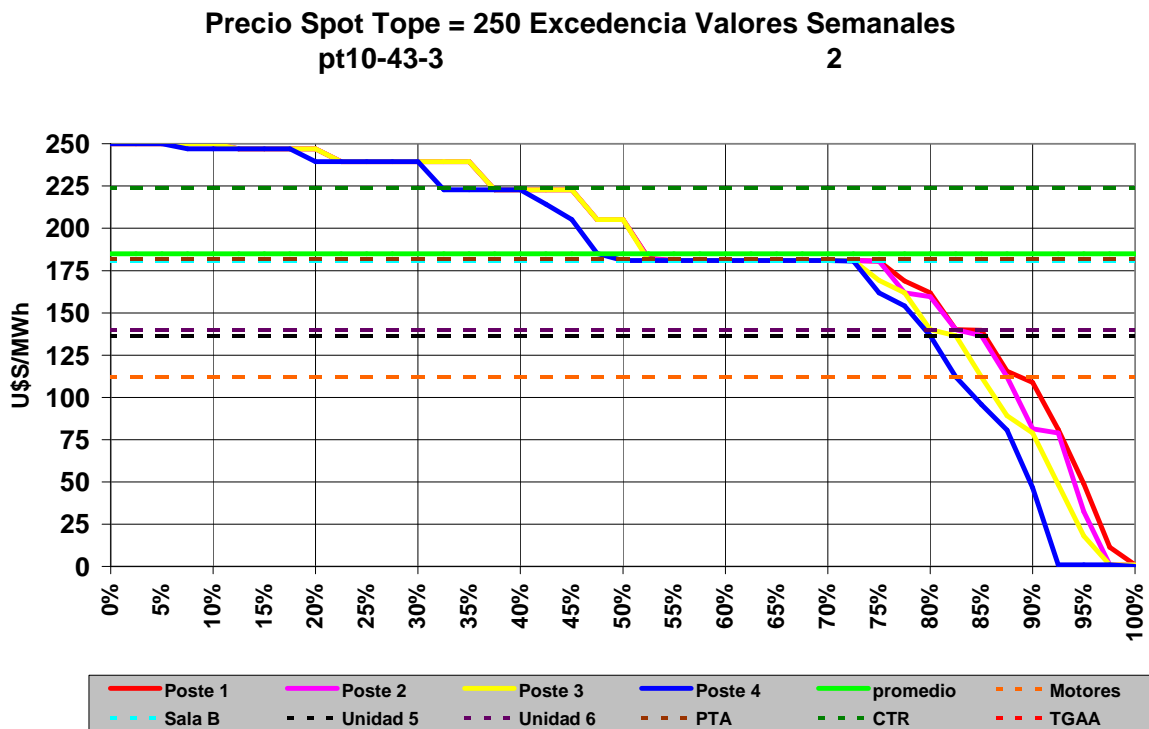
Precio Spot

US\$/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
promedio	210.3	215.1	210.8	205.1



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

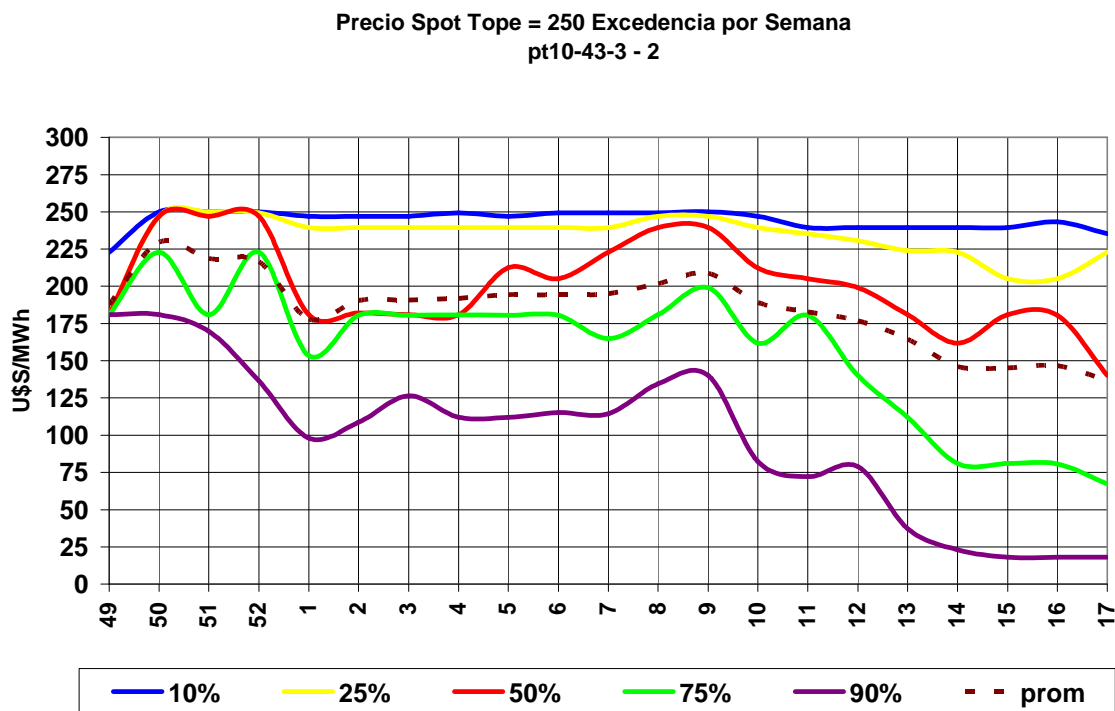
Gráfico 4 Distribución de probabilidad del Precio Spot por poste (U\$/MWh).





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 5 Distribución de probabilidad del Precio Spot por semana (U\$\$/MWh).





3.3.- Análisis de falla

Para analizar la falla en el período, se utiliza la simulación denominada “Importación en condiciones adversas” (se supone que en condiciones de despachar falla es posible obtener de los sistemas vecinos 350 MW a un valor ligeramente inferior al de Falla 1 – 249 U\$\$/MWh – con 90% de disponibilidad en todos los postes de demanda).

En los puntos siguientes se observan las salidas del modelo tanto directamente como a través de un análisis que incorpora el efecto del uso de los embalses de corto plazo para amortiguar la profundidad máxima de falla.

3.3.1.- Probabilidad no condicionada, se tienen en cuenta todas las crónicas.

Tabla 8 Probabilidad de falla

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 (%)
49-2010	4/12				173,6		
50-2010	11/12	5,0%	5	6,8	180,5	3,8%	5%
51-2010	18/12	19,8%	20	5,7	175,7	3,3%	5%
52-2010	25/12	16,8%	17	6,4	172,8	3,7%	5%
1-2011	1/1	2,0%	2	6,5	164,6	3,9%	4%
2-2011	8/1	2,0%	2	7,9	179,3	4,4%	5%
3-2011	15/1	1,0%	1	9,2	183,1	5,0%	5%
4-2011	22/1	5,9%	6	4,7	184,4	2,5%	5%
5-2011	29/1	4,0%	4	6,2	180,3	3,4%	5%
6-2011	5/2	3,0%	3	5,5	181,4	3,1%	4%
7-2011	12/2	5,9%	6	6,4	180,4	3,5%	12%
8-2011	19/2	12,9%	13	4,2	183,5	2,3%	5%
9-2011	26/2	7,9%	8	7,7	182,5	4,2%	7%
10-2011	5/3	6,9%	7	4,5	179,5	2,5%	4%
11-2011	12/3	5,0%	5	12,4	178,9	6,9%	12%
12-2011	19/3	3,0%	3	3,2	177,2	1,8%	4%
13-2011	26/3	5,0%	5	5,4	169,9	3,2%	4%
14-2011	2/4	5,0%	5	7,3	162,6	4,5%	10%
15-2011	9/4	5,9%	6	4,0	173,9	2,3%	4%
16-2011	16/4	6,9%	7	8,1	174,7	4,6%	10%
17-2011	23/4	7,9%	8	6,2	176,7	3,5%	10%

Se destaca que durante todo el período de la presente Re-Programación Estacional existe una disminución de la probabilidad de falla respecto al caso hasta ahora vigente.

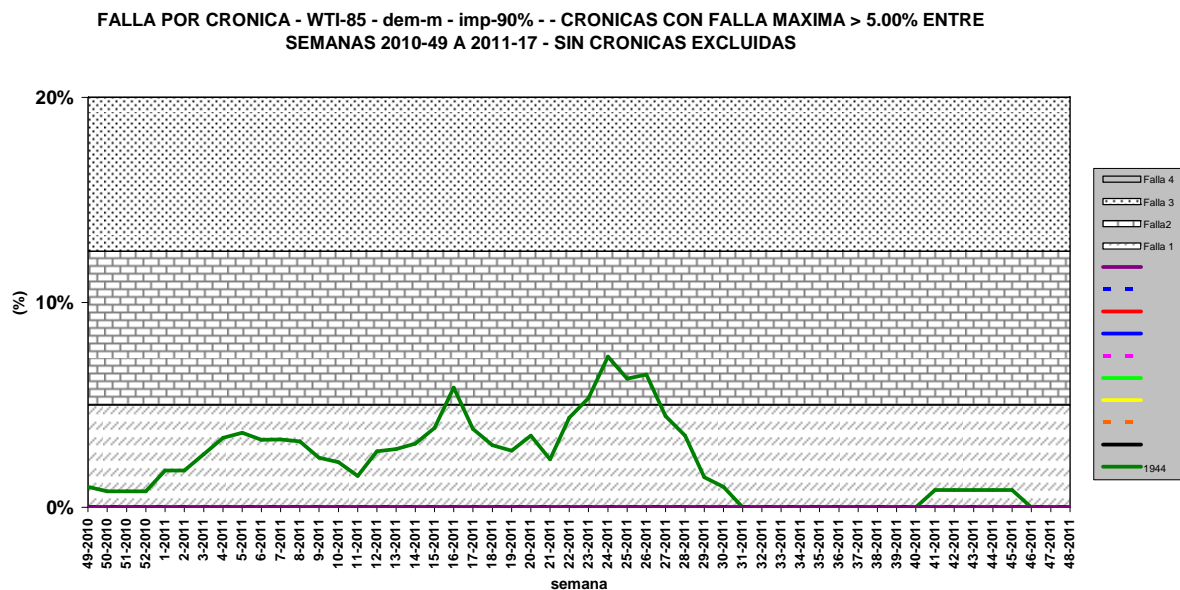


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Este efecto se debe a la reubicación de los trabajos de mantenimiento informados en el PAM revisado. Debe notarse que estos valores presentados resultan directamente del modelo y no tienen en cuenta el uso de los embalses de corto plazo que atenúan los valores extremos, dicho efecto de amortiguación es tenido en cuenta en el siguiente gráfico.

Se presenta en el siguiente gráfico la falla por crónica la cual tiene en cuenta el uso de los embalses de corto plazo para amortiguar la profundidad máxima de falla. Se presentan aquellas crónicas en las cuales la falla es mayor a 0 %, o sea alcanzan la falla 1. Se observa que solo una crónica despacharía energía de falla.

Gráfico 2 Falla por crónica.

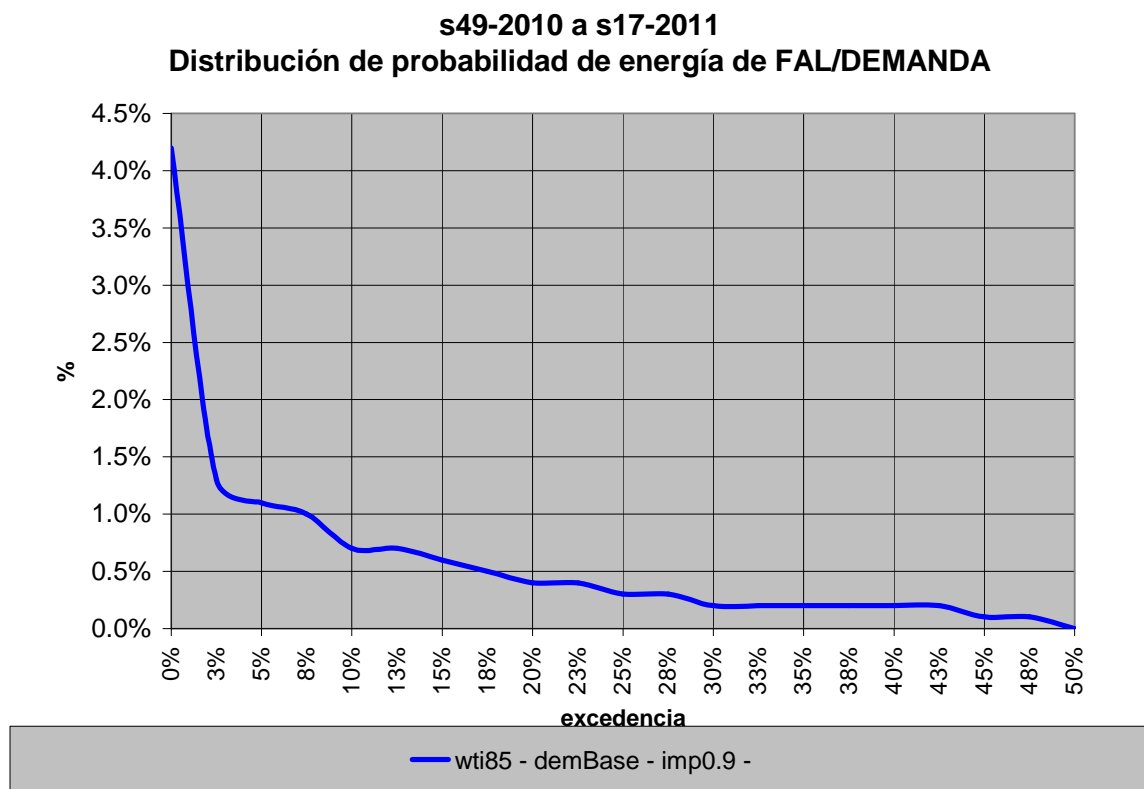




ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

En el siguiente gráfico que ilustra la excedencia de la falla/demanda, no se tienen en cuenta el uso de los embalses de corto plazo.

Gráfico 3 Excedencia de falla/demanda del período



4.- Restricciones de transmisión

No se prevé restricciones de la red de transmisión que determinen generación forzada que impacten significativamente en el despacho económico.



ÍNDICE

1.- Hipótesis	2
1.1.- Revisión del PAM	2
1.2.- Demanda	3
2.- Política de Operación de Largo Plazo de la Central G. Terra	4
2.1.- Valores del agua de Terra	5
2.2.- Valores del agua de Terra, comparación con valores anteriores y con variaciones en el precio del petróleo	9
3.- Operación esperada	13
3.1.- Balance energético y económico	13
3.2.- Precio Spot	15
3.3.- Análisis de falla	19
4.- Restricciones de trasmisión	21