



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Programación Estacional Mayo 2010 – Octubre 2010

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
09/04/2010	1	Versión Original
15/04/2010	2	Versión Preliminar para publicar
13/05/2010	3	Aprobada



1.- Resumen ejecutivo

El objetivo del presente informe es definir para el período estacional mayo 2010 – octubre 2010, la política de operación de largo plazo del embalse de la central Gabriel Terra y realizar el análisis de la operación esperada para el período.

La situación energética de partida es buena con reservas en la central Gabriel Terra a principios de abril del orden del 85 % del volumen útil. La hidrología en lo que va del año (enero - marzo) ha sido muy buena lo que determinó que se abasteciera más del 90 % de la demanda con generación hidráulica. En cuanto al clima se mantiene el estado de alerta del fenómeno El Niño hasta fines de otoño iniciándose luego una transición según los modelos hacia una situación neutra.

La situación energética de los sistemas interconectados es buena, Argentina ha incrementado su respaldo térmico en más de 1000 MW y en Brasil las reservas en los subsistemas sur y sudeste son superiores al 80 %, con vertimiento en muchas centrales.

Las hipótesis más relevantes a los efectos de valorar el embalse de Terra corresponden a:

- Incremento de la demanda previsto de 4,88 % para el año 2010.
- Precio de referencia del precio del barril de petróleo, 80 US\$.
- Se considera una importación de energía en base al respaldo obtenido en el otoño – invierno del 2009.

Para la simulación se destaca:

- Despacho de fuentes de generación por seguridad y calidad de abastecimiento.
- Se utiliza 72,3 metros como cota mínima de Terra.

Los resultados para el semestre analizado son:

El costo total país esperado ¹ para este semestre es de 160 MUS\$ (costo medio 33 US\$/MWh). En estos costos no se incluyen los costos fijos.

El precio spot promedio de la energía es de 94,2 US\$/MWh.

El riesgo de falla esperado es muy bajo teniendo en cuenta el respaldo regional, las mejoras en el parque térmico y las altas cotas de los embalses, no previéndose riesgo de cortes compulsivos de carga.

Las hipótesis de estudio fueron definidas teniendo en cuenta que el objetivo de este informe analizar la operación del semestre mayo-octubre/2010, por lo que prestó especial cuidado a aquellas hipótesis de impacto relevante en dicho período. La representación de los detalles del sistema en plazos superiores a 24 meses más allá del período de análisis fueron

¹ El costo total país se calcula como la suma del costo operativo más los costos de falla.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

representadas en forma aproximada, sin un análisis exhaustivo, tomando en consideración tanto su muy bajo impacto en el semestre como también el grado de incertidumbre asociado a cada detalle. En ese sentido, 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 convertidora de Melo, la cual se encuentra en construcción y su entrada en servicio está prevista en el transcurso del año 2013.
- Proyecto de motores (200 MW) y la planta de regasificación.
- Proyecto de Montes del Plata que puede aportar potencia adicional al sistema.



2.- Hipótesis

2.1.- Demanda y Falla

2.1.1.- Previsión de demanda

Se presenta la previsión anual de la demanda y la duración de los postes de demanda.

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

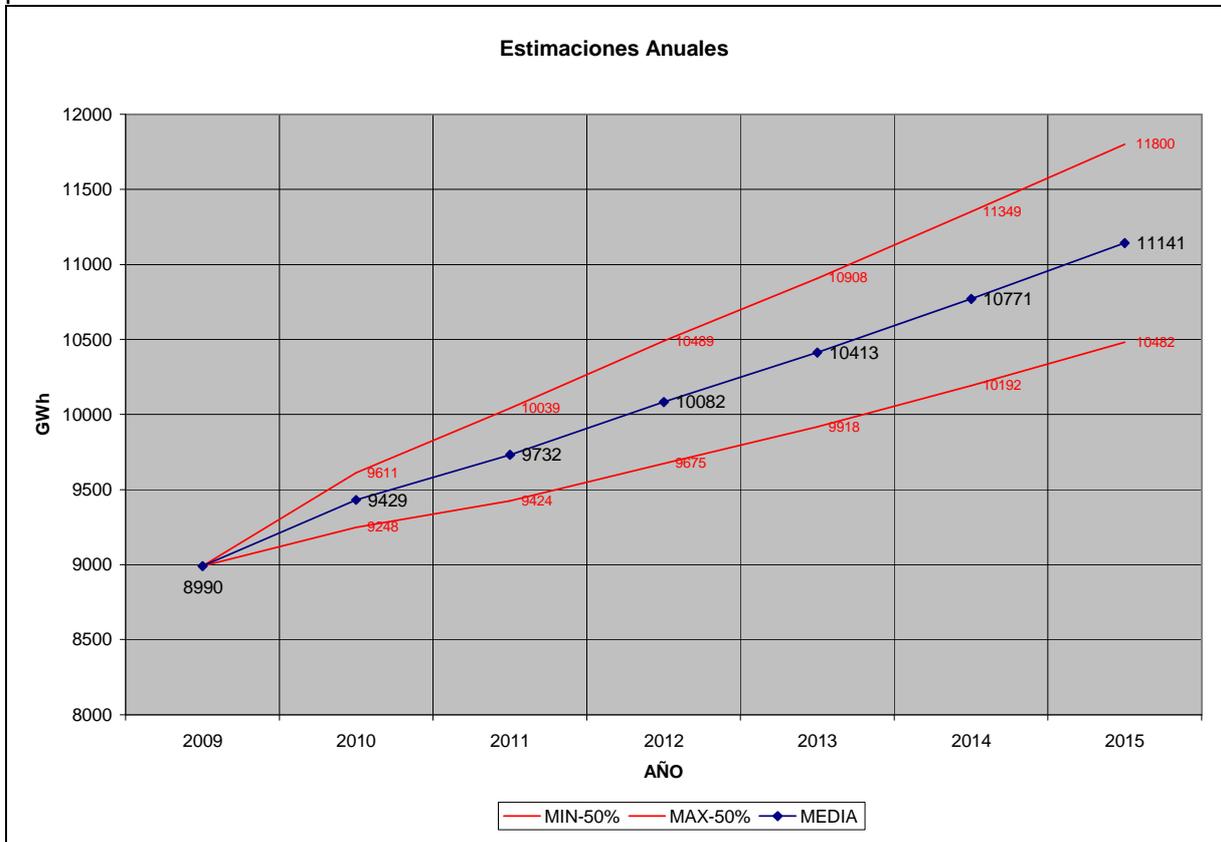
La demanda prevista para el período es de 4.914 GWh para el Escenario Base (medio).

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	8,990	2.39%	8,990	2.39%	8,990	2.39%
2010	PREVISIÓN	9,429	4.88%	9,248	2.87%	9,611	6.90%
2011	PREVISIÓN	9,732	3.20%	9,424	1.90%	10,039	4.46%
2012	PREVISIÓN	10,082	3.60%	9,675	2.66%	10,489	4.48%
2013	PREVISIÓN	10,413	3.28%	9,918	2.51%	10,908	4.00%
2014	PREVISIÓN	10,771	3.44%	10,192	2.77%	11,349	4.04%
2015	PREVISIÓN	11,141	3.44%	10,482	2.85%	11,800	3.98%



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Los escenarios Alto y Bajo son los que determinan una banda de confianza del 50% de probabilidad.





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.1.2.- 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 (US\$/MWh)
Entre 0 y 5	5.109	250
Entre 5 y 12,5	7.800	400
Entre 12,5 y 20	23.400	1.200
Entre 20 y 100	39.000	2.000

Tipo de cambio: 19.500 \$U/US\$ (interbancario vendedor BCU 17/03/2010)

2.2.- Combustibles

2.2.1.- Líquidos

Combustible	Referencia de precio de Barril de Petróleo		
	65 US\$	80US\$ ²	105 US\$
Precio Fuel Oil (US\$/Ton)	308	465	522
Precio Gas Oil (US\$/m3)	515	592	862
Precio Fuel Oil Motores (US\$/Ton)	324	489	549

2.2.2.- Restricciones de abastecimiento

No se prevén restricciones de entrega de combustible a las centrales de UTE como consecuencia de limitaciones en el transporte entre las plantas de La Teja y La Tablada.

2.2.3.- Gas Natural

Sin gas disponible.

² Estrictamente la referencia es de 79,78 US\$/barril.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.3.- Parque Térmico

2.3.1.- Datos Técnicos

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

Valores para 65 US\$/bbl

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	Precio del Combustible U\$/ton	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
Motores	208.8	324.0	67.7	4.6	72.3	72.3
Sala B	354.4	308.0	109.2	6.2	115.3	149.4
Unidad 5	265.1	308.0	81.7	6.1	87.7	105.9
Unidad 6	275.0	308.0	84.7	4.8	89.5	114.4
PTA	222.6	609.5	135.7	6.5	142.1	216.8
CTR	280.0	609.5	170.7	3.4	174.1	352.4
TGAA	371.0	609.5	226.1	3.7	229.8	286.3

Valores para 80 US\$/bbl

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	Precio del Combustible U\$/ton	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
Motores	208.8	489.0	102.1	4.6	106.7	106.7
Sala B	354.4	465.0	164.8	6.2	170.9	222.4
Unidad 5	265.1	465.0	123.3	6.1	129.4	156.8
Unidad 6	275.0	465.0	127.9	4.8	132.6	170.3
PTA	222.6	700.6	156.0	6.5	162.4	248.2
CTR	280.0	700.6	196.2	3.4	199.6	404.5
TGAA	371.0	700.6	259.9	3.7	263.6	328.6

Valores para 105 US\$/bbl

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	Precio del Combustible U\$/ton	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
Motores	208.8	549.0	114.6	4.6	119.2	119.2
Sala B	354.4	522.0	185.0	6.2	191.1	248.9



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Unidad 5	265.1	522.0	138.4	6.1	144.5	175.2
Unidad 6	275.0	522.0	143.6	4.8	148.3	190.6
PTA	222.6	1020.1	227.1	6.5	233.5	358.4
CTR	280.0	1020.1	285.6	3.4	289.0	587.5
TGAA	371.0	1020.1	378.5	3.7	382.2	476.8



Coeficiente de disponibilidad de centrales térmicas

DISPONIBILIDAD %	AÑO	Unidad 5	Unidad 6	CTR	Motores	Punta del Tigre	Sala B	Maldonado
	2010	90%	90%	90%	95%	90%	65%	50%
	2011	90%	90%	90%	95%	90%	65%	50%
	2012	90%	90%	90%	95%	90%	65%	50%
	2013	90%	90%	90%	95%	90%	65%	50%

De este cuadro resulta una disponibilidad promedio del parque térmico actual de 88%.

2.3.2.- *Mantenimiento programado*

Se presenta en las tablas siguientes los períodos de indisponibilidad³.

Optimización y Simulación

AÑO	Unidad 5	Unidad 6	CTR	Motores	Punta del Tigre	Sala B	Maldonado
desde 5/2010		Sem. 38 a 51	1 unidad sem. 20 a 37		2 unidades hasta sem. 22 y 1 unidad hasta sem. 27.	sem. 18 a 26	
2011				sem. 15 a 16 y sem. 40 a 41.			

Generación distribuida:

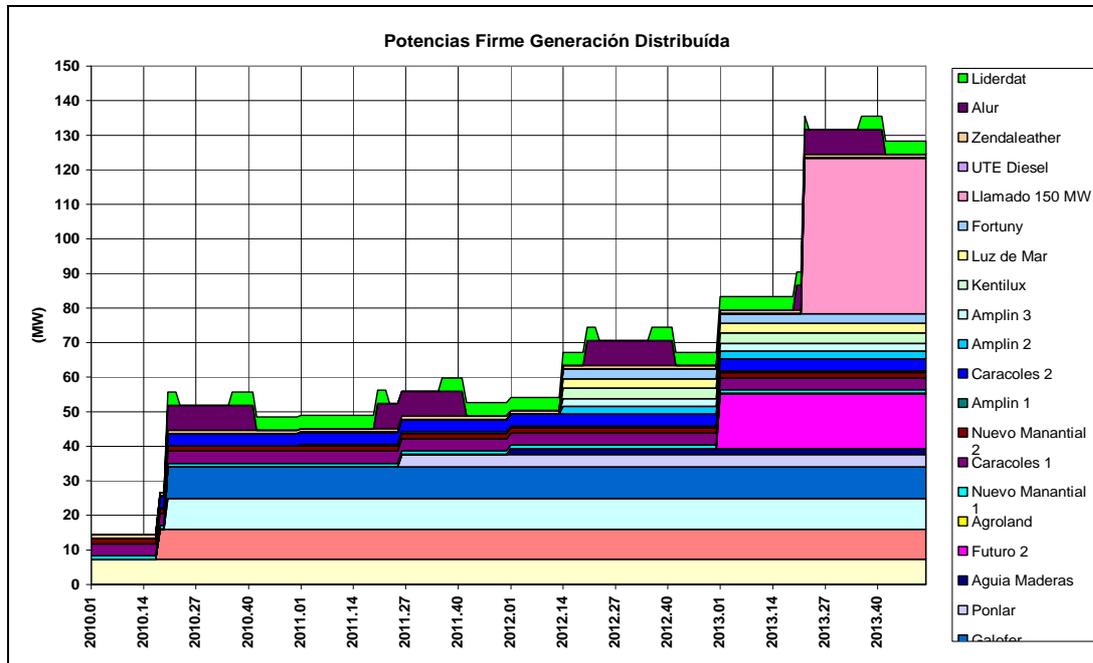
La generación distribuida fue representada mediante una potencia equivalente, 100% de disponibilidad y costo nulo.

En la figura que sigue se presentan los valores de potencia equivalente semanales utilizados. Se representó la generación prevista descontados los consumos propios. No se descontó la generación para abastecer la producción.

³ (semana inicio – semana fin) de unidades de la central y la cantidad de unidades entre paréntesis, por defecto es 1 unidad.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



La generación distribuida considerada en media anual es la siguiente:

Año	Generadores Distribuidos Potencia Equivalente (MW)			
	TOTAL	BIOMASA	EÓLICA	FÓSIL
2010	38,5	29,1	8,4	1,1
2011	52,9	41,8	10,1	1,1
2012	66,0	45,1	19,8	1,1
2013	112,1	61,1	49,9	1,1
2014	130,3	61,1	68,1	1,1

Autoprodutores no firmes:

UPM:

Mantenimiento

2010 - Unidades 1 y 2 21 días comenzando el 18/10/2010

2011 - Unidad 1 del 1 al 15/11/2011 y Unidad 2 del 1/11 al 21/11/2011

2012 - en adelante Unidades 1 y 2 desde 1/11 al 15/11

Energía Excedente 22.000 MWh a excepción de los meses de mantenimiento, que se debe prorratear esa energía.

Estos datos resultan en la siguiente representación con disponibilidad 100%.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

MW promedio		
30.1	Meses sin mantenimiento	
	Meses con mantenimiento	
16.5	Oct-10	
14.1	Nov-10	
21.1	Nov-11	
15.1	Nov-12	Nov-13
15.1	Nov-14	Nov-15

2.4.- Parque hidráulico

2.4.1.- Mantenimiento programado

Optimización y Simulación

No se representan los mantenimientos hidráulicos. Se puede observar que los mantenimientos solicitados son de muy poca duración y flexibles por lo que fácilmente se podrá ubicarlos donde mejor convenga, por lo que no tienen impactos en el despacho.

Coefficientes de disponibilidad 99% para todas las centrales.

2.5.- Comercio Internacional

2.5.1.- Importación

Optimización

- Importación total
Semanas 18 a 40
350 MW a 249 U\$/MWh
50% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
Resto de las Semanas
267 MW a 185 U\$/MWh
75% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

Simulación

- Contrato termina en diciembre de 2011:
Semanas 18 a 40
150 MW a 78,5 U\$/MWh
5% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
Semanas 41 a 17
150 MW a 78,5 U\$/MWh



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- 50% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- Resto de la Importación en condiciones normales:
 - Semanas 18 a 40
 - 350 MW a 249 U\$/MWh, luego se valoriza a 300 U\$/MWh, a los efectos de estimación del costo total de abastecimiento de la demanda
 - 50% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
 - Semanas 41 a 17
 - 267 MW a costo variable de CTR más un 10% U\$/MWh
 - 75% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- Resto de la Importación en condiciones adversas (a los efectos del análisis de falla exclusivamente)
 - Semanas 1 a 52
 - 350 MW a 249 U\$/MWh
 - 90% de disponibilidad de importación en todos los postes de demanda

2.5.2.- *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 U\$/MWh

2.6.- *Simulación: Cotas de inicio y otros*

- Semana inicio 12/2010 (20/03/2010).
- Cotas de inicio
 - Terra: 80,70 m
 - Palmar: 39,50 m
 - Salto Grande: 34,0 m
- Período de optimización
 - Años 2010 a 2013
- Resultados Período de Simulación



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

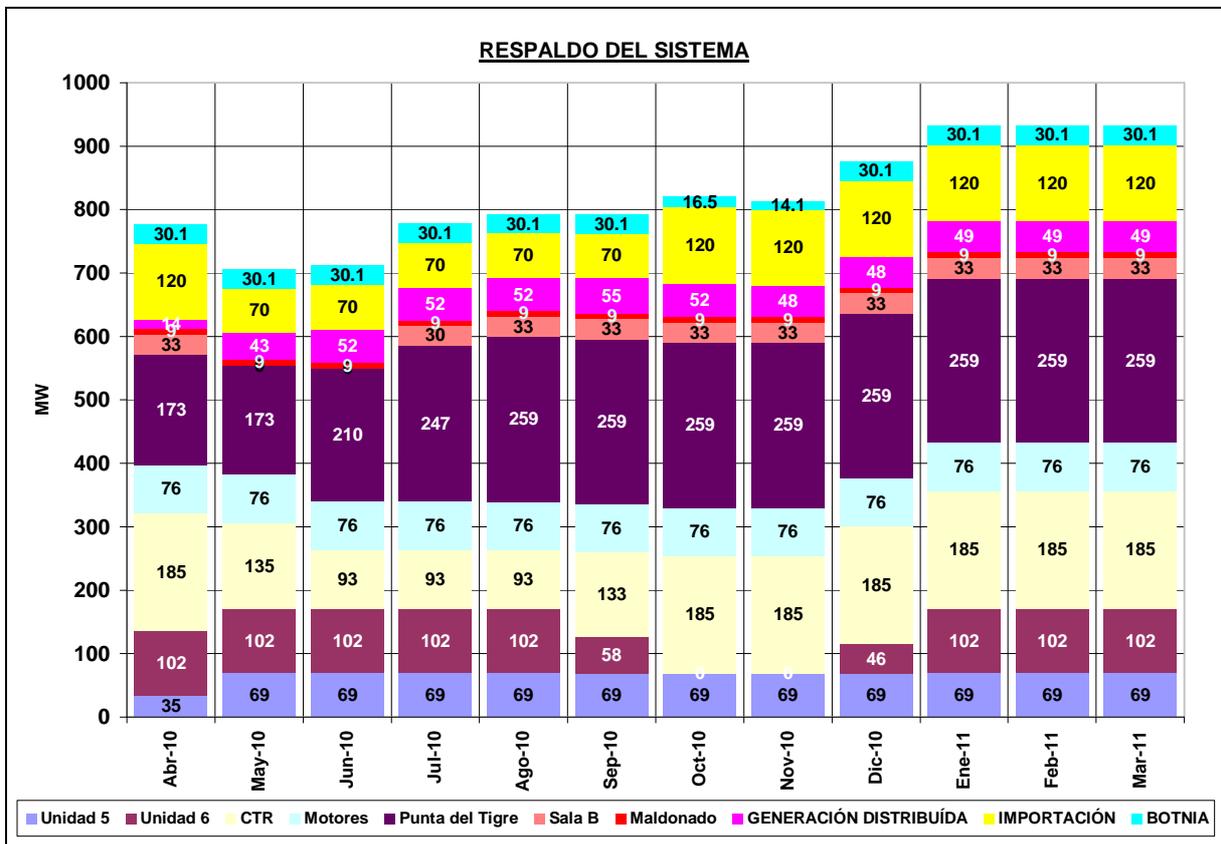
Semanas 18/2010 a 43/2010.

2.7.- Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento

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.

2.7.1.- Hipótesis

Respaldo de generación:



Para la importación se considera la misma potencia firme de las programaciones anteriores, esto es entonces que se mantiene la misma dependencia energética de los países interconectados.

- 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 %.



2.7.2.- Resumen “Despacho por seguridad y calidad de abastecimiento”

Se presenta en las siguientes gráficas la CAR⁴ según la clase hidrológica y el despacho de falla.

Gráfico 1 Despacho por calidad y CAR 99%

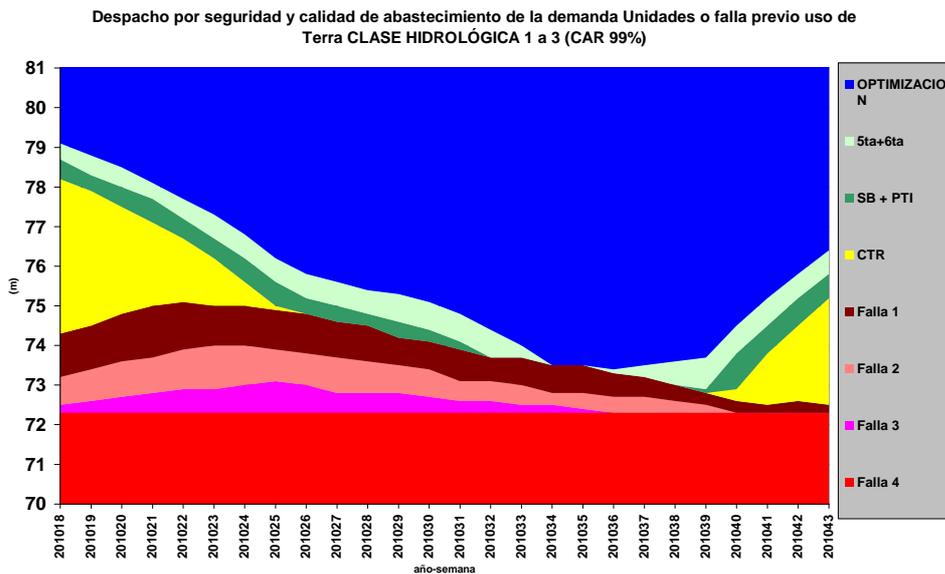
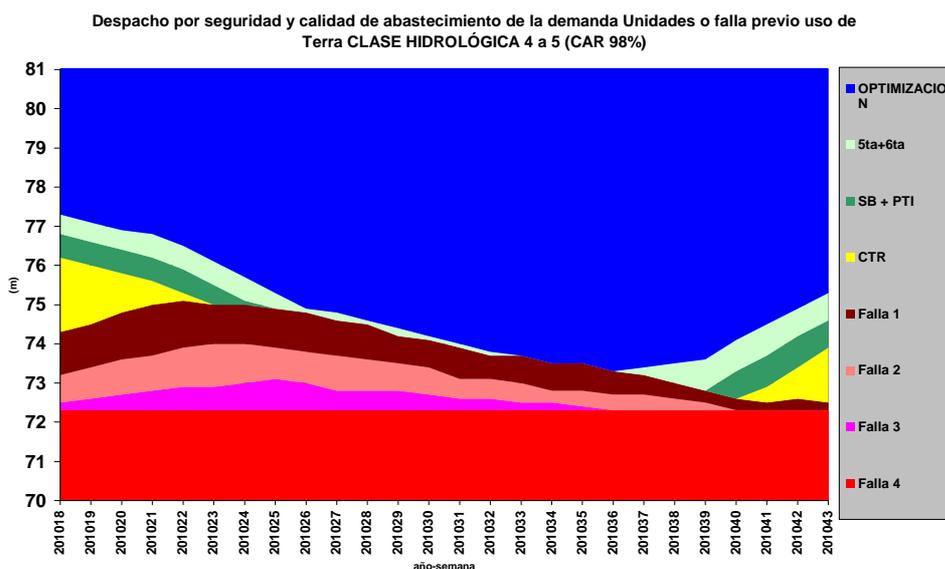


Gráfico 2 Despacho por calidad y CAR 98%



⁴ CAR-Curva de Aversión al Riesgo. En la gráfica no se presenta las restricciones al vertimiento.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 1 Cota de Terra para aplicación del DCSA⁵ 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				
201018	72.3	72.5	73.2	74.3	78.2	78.7	79.1	76.2	76.8	77.3	79.5	79.9	77.8	78.3
201019	72.3	72.6	73.4	74.5	77.9	78.3	78.8	76	76.6	77.1	79.2	79.6	77.6	78.1
201020	72.3	72.7	73.6	74.8	77.5	78	78.5	75.8	76.4	76.9	78.9	79.3	77.4	77.9
201021	72.3	72.8	73.7	75	77.1	77.7	78.1	75.6	76.2	76.8	78.6	79	77.3	77.8
201022	72.3	72.9	73.9	75.1	76.7	77.2	77.7	75.3	75.9	76.5	78.2	78.7	77	77.5
201023	72.3	72.9	74	75	76.2	76.7	77.3	75	75.5	76.1	77.8	78.3	76.7	77.2
201024	72.3	73	74	75	75.6	76.2	76.8	75	75.1	75.7	77.3	77.8	76.3	76.9
201025	72.3	73.1	73.9	74.9	75	75.6	76.2	74.9	74.9	75.3	76.8	77.3	75.9	76.5
201026	72.3	73	73.8	74.8	74.8	75.2	75.8	74.8	74.8	74.9	76.4	76.9	75.5	76.1
201027	72.3	72.8	73.7	74.6	74.6	75	75.6	74.6	74.6	74.8	76.2	76.8	75.5	76.1
201028	72.3	72.8	73.6	74.5	74.5	74.8	75.4	74.5	74.5	74.6	76	76.6	75.3	75.9
201029	72.3	72.8	73.5	74.2	74.2	74.6	75.3	74.2	74.2	74.4	75.9	76.5	75.1	75.7
201030	72.3	72.7	73.4	74.1	74.1	74.4	75.1	74.1	74.1	74.2	75.7	76.3	74.9	75.5
201031	72.3	72.6	73.1	73.9	73.9	74.1	74.8	73.9	73.9	74	75.5	76.1	74.7	75.4
201032	72.3	72.6	73.1	73.7	73.7	73.7	74.4	73.7	73.7	73.8	75.1	75.7	74.5	75.2
201033	72.3	72.5	73	73.7	73.7	73.7	74	73.7	73.7	73.7	74.7	75.4	74.4	75.1
201034	72.3	72.5	72.8	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	74.3	75	74.3	75
201035	72.3	72.4	72.8	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	74.3	75	74.3	75
201036	72.3	72.3	72.7	73.3	73.3	73.3	73.4	73.3	73.3	73.3	74.2	74.9	74.1	74.8
201037	72.3	72.3	72.7	73.2	73.2	73.2	73.5	73.2	73.2	73.4	74.3	75	74.2	74.9
201038	72.3	72.3	72.6	73	73	73	73.6	73	73	73.5	74.4	75.1	74.3	75
201039	72.3	72.3	72.5	72.8	72.8	72.9	73.7	72.8	72.8	73.6	74.4	75.1	74.4	75.1
201040	72.3	72.3	72.3	72.6	72.9	73.8	74.5	72.6	73.3	74.1	75.2	75.8	74.8	75.5
201041	72.3	72.3	72.3	72.5	73.8	74.5	75.2	72.9	73.7	74.5	75.8	76.4	75.2	75.8
201042	72.3	72.3	72.3	72.6	74.5	75.2	75.8	73.4	74.2	74.9	76.4	76.9	75.5	76.1
201043	72.3	72.3	72.3	72.5	75.2	75.8	76.4	73.9	74.6	75.3	76.9	77.4	75.9	76.5

La restricción de vertimiento no fue representada en la simulación.

⁵ DCSA – Despacho por Calidad y Seguridad de Abastecimiento.



3.- Política de Operación de Largo Plazo de la Central Gabriel Terra

La política de operación de largo plazo de la central Gabriel Terra surge de 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. 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 y sin fondo los valores menores a la 5ta.

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 (US\$/MWh)		Clase Hidrológica 1							
POLÍTICA Nro	451	451	451	451	451	451	451	451	451
CLASE	1	1	1	1	1	1	1	1	1
STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9	
5ta	129	129	129	129	129	129	129	129	129
CTR	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Caso comb.	28	28	28	28	28	28	28	28	28
semana	Fecha inicial								
18	1/May	1240	650	350	247	199	175	151	134
19	8/May	1230	620	340	239	196	167	147	130
20	15/May	1100	530	300	219	180	156	139	123
21	22/May	960	450	260	199	171	149	133	118
22	29/May	1080	500	290	223	188	165	151	137
23	5/Jun	960	430	260	208	178	158	144	130
24	12/Jun	900	390	248	203	176	158	147	133
25	19/Jun	770	350	229	193	168	153	143	127
26	26/Jun	750	330	229	191	167	158	148	133
27	3/Jul	670	300	217	186	163	155	144	127
28	10/Jul	650	290	210	182	161	152	141	126
29	17/Jul	580	270	199	177	159	149	137	122
30	24/Jul	530	253	195	176	159	149	138	119
31	31/Jul	520	249	193	178	163	150	140	123
32	7/Ago	510	247	195	179	166	153	144	126
33	14/Ago	460	240	195	180	167	156	148	127
34	21/Ago	400	225	190	176	164	154	144	118
35	28/Ago	350	217	187	175	164	152	145	121
36	4/Sep	310	210	186	174	165	151	143	117
37	11/Sep	330	217	191	176	169	157	147	123
38	18/Sep	330	223	187	174	169	158	144	118
39	25/Sep	370	240	199	180	175	165	151	126
40	2/Oct	400	251	206	183	178	169	152	129
41	9/Oct	430	260	211	185	178	169	159	136
42	16/Oct	470	270	217	189	182	172	164	143
43	23/Oct	510	280	223	197	183	175	166	145
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a 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)		Clase Hidrológica 2							
POLÍTICA Nro	451	451	451	451	451	451	451	451	451
CLASE	2	2	2	2	2	2	2	2	2
STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9	
5ta	129	129	129	129	129	129	129	129	129
CTR	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Caso comb.	28	28	28	28	28	28	28	28	28
semana	Fecha inicial								
18	1/May	1010	500	280	208	170	147	126	109
19	8/May	1070	510	290	212	174	149	130	113
20	15/May	1000	460	270	202	168	146	129	113
21	22/May	830	380	235	180	155	136	121	104
22	29/May	580	260	180	150	132	118	102	84
23	5/Jun	510	241	170	147	131	116	100	81
24	12/Jun	420	208	161	146	130	116	100	77
25	19/Jun	390	205	161	142	127	113	97	72
26	26/Jun	310	180	153	138	125	110	93	68
27	3/Jul	310	188	153	139	126	111	94	68
28	10/Jul	350	191	157	142	129	115	98	75
29	17/Jul	410	211	166	151	138	124	108	89
30	24/Jul	370	201	163	153	140	127	110	89
31	31/Jul	310	183	159	150	137	123	106	81
32	7/Ago	280	177	157	148	136	122	103	76
33	14/Ago	260	176	155	149	140	126	107	76
34	21/Ago	260	181	160	152	144	131	112	81
35	28/Ago	236	181	164	153	147	134	114	81
36	4/Sep	238	183	168	154	149	136	116	83
37	11/Sep	237	181	170	155	150	138	116	82
38	18/Sep	270	197	174	160	156	146	126	92
39	25/Sep	270	200	179	162	156	150	135	100
40	2/Oct	300	210	184	171	156	154	145	113
41	9/Oct	340	223	192	176	161	156	151	129
42	16/Oct	360	228	194	178	164	156	151	128
43	23/Oct	370	232	193	179	165	155	151	128
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a 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 (US\$/MWh)		Clase Hidrológica 3							
POLÍTICA Nro	451	451	451	451	451	451	451	451	451
CLASE	3	3	3	3	3	3	3	3	3
STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9	
5ta	129	129	129	129	129	129	129	129	129
CTR	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Caso comb.	28	28	28	28	28	28	28	28	28
semana	Fecha inicial								
18	1/May	580	270	179	141	117	100	83	67
19	8/May	500	232	162	128	108	93	77	60
20	15/May	430	205	146	120	103	88	73	54
21	22/May	390	202	143	119	102	88	72	49
22	29/May	370	181	134	114	98	85	69	52
23	5/Jun	320	172	132	114	99	85	68	50
24	12/Jun	260	151	123	107	92	79	62	41
25	19/Jun	242	154	129	113	99	85	68	43
26	26/Jun	224	153	134	118	104	90	72	46
27	3/Jul	239	163	136	122	108	93	75	50
28	10/Jul	260	159	139	124	110	94	76	51
29	17/Jul	221	156	136	123	109	91	71	50
30	24/Jul	191	150	133	121	106	88	66	45
31	31/Jul	199	147	134	122	107	87	66	40
32	7/Ago	205	152	137	125	110	90	67	43
33	14/Ago	189	150	137	125	110	89	65	40
34	21/Ago	193	150	139	126	111	90	66	37
35	28/Ago	193	154	145	134	119	99	72	40
36	4/Sep	183	154	149	139	124	105	76	41
37	11/Sep	183	160	152	143	131	110	81	43
38	18/Sep	194	167	153	147	137	122	94	50
39	25/Sep	208	174	159	151	143	131	106	59
40	2/Oct	220	183	164	153	146	138	121	82
41	9/Oct	253	191	169	159	154	147	135	104
42	16/Oct	270	200	174	158	154	147	137	110
43	23/Oct	300	206	180	164	155	150	140	117
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a 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 (US\$/MWh)		Clase Hidrológica 4							
	POLÍTICA Nro	451	451	451	451	451	451	451	451
	CLASE	4	4	4	4	4	4	4	4
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	129	129	129	129	129	129	129	129
	CTR	200	200	200	200	200	200	200	200
	Caso comb.	28	28	28	28	28	28	28	28
semana	Fecha inicial								
18	1/May	247	136	101	78	61	52	42	31
19	8/May	260	142	101	79	63	52	43	31
20	15/May	255	135	99	79	63	52	43	30
21	22/May	246	127	95	77	62	50	40	25
22	29/May	219	120	92	75	60	50	38	23
23	5/Jun	191	111	88	72	57	47	35	20
24	12/Jun	177	108	89	73	58	48	34	18
25	19/Jun	144	105	86	71	56	45	31	15
26	26/Jun	137	103	86	70	54	43	30	14
27	3/Jul	137	107	88	73	56	43	31	17
28	10/Jul	134	107	89	73	56	42	31	17
29	17/Jul	141	112	93	77	61	45	32	19
30	24/Jul	150	120	102	87	70	51	38	23
31	31/Jul	164	124	108	92	76	55	42	25
32	7/Ago	174	134	119	102	84	62	45	28
33	14/Ago	159	135	121	105	87	64	44	26
34	21/Ago	161	135	122	106	88	64	43	22
35	28/Ago	155	135	122	107	88	66	40	21
36	4/Sep	147	141	128	115	97	74	47	22
37	11/Sep	150	147	135	121	105	82	51	21
38	18/Sep	155	151	139	127	112	93	64	29
39	25/Sep	164	154	145	132	120	103	78	39
40	2/Oct	175	161	151	139	127	113	92	51
41	9/Oct	183	156	152	141	129	115	97	66
42	16/Oct	198	165	155	145	134	121	105	74
43	23/Oct	206	170	152	145	133	121	104	74
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				
Valor superior a falla 1									



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

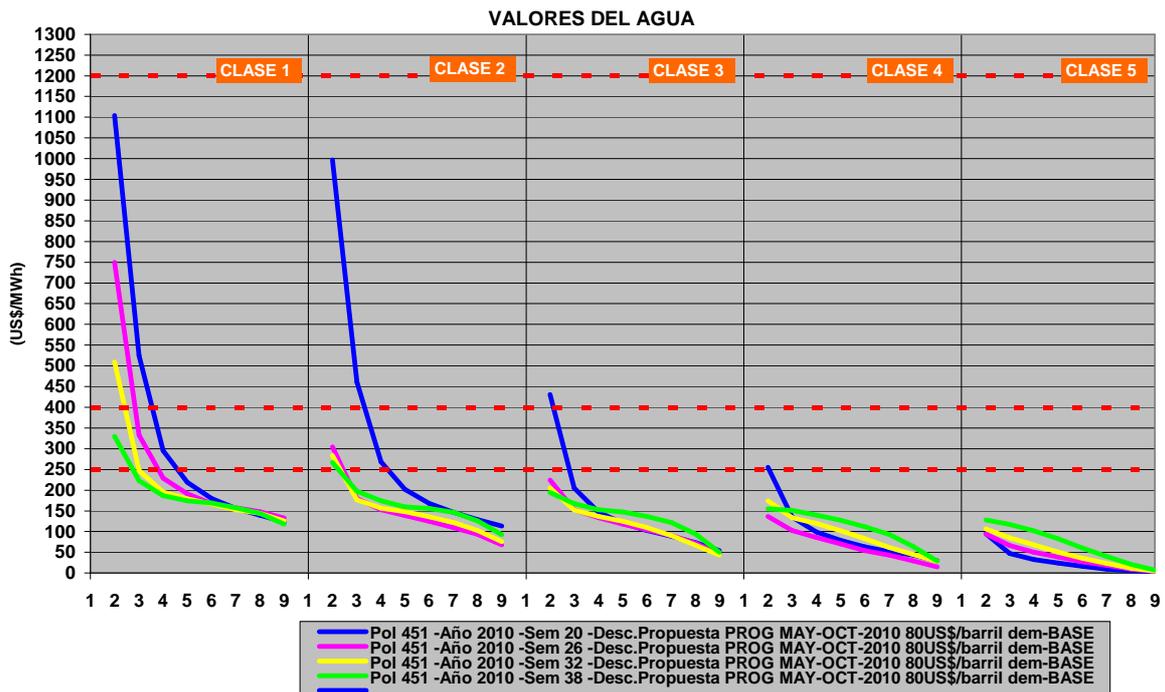
Tabla 6 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 5

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)		Clase Hidrológica 5							
	POLÍTICA Nro	451	451	451	451	451	451	451	451
	CLASE	5	5	5	5	5	5	5	5
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	129	129	129	129	129	129	129	129
	CTR	200	200	200	200	200	200	200	200
	Caso comb.	28	28	28	28	28	28	28	28
semana	Fecha inicial								
18	1/May	96	53	38	27	20	15	10	6
19	8/May	92	48	33	24	17	12	8	4
20	15/May	95	47	33	24	16	10	6	3
21	22/May	97	47	34	24	16	10	5	2
22	29/May	94	53	38	28	20	12	7	3
23	5/Jun	102	56	42	31	22	14	7	3
24	12/Jun	98	59	45	34	24	15	8	3
25	19/Jun	92	62	47	35	25	17	9	3
26	26/Jun	94	66	50	38	27	18	10	4
27	3/Jul	96	71	55	41	31	21	12	5
28	10/Jul	105	76	59	45	33	23	14	6
29	17/Jul	106	79	62	47	35	24	14	7
30	24/Jul	103	79	62	47	34	22	13	6
31	31/Jul	108	84	67	50	37	24	15	7
32	7/Ago	107	85	68	50	36	23	12	5
33	14/Ago	112	92	75	56	40	26	14	6
34	21/Ago	118	98	81	62	44	29	15	6
35	28/Ago	120	103	86	67	47	31	17	7
36	4/Sep	121	107	90	71	50	33	17	7
37	11/Sep	124	112	96	76	55	35	18	6
38	18/Sep	128	117	102	83	61	40	21	7
39	25/Sep	133	122	107	89	67	45	24	9
40	2/Oct	139	128	113	95	75	51	27	10
41	9/Oct	147	135	122	106	87	64	38	15
42	16/Oct	151	143	129	116	99	79	52	24
43	23/Oct	157	149	133	121	106	88	64	32
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				
Valor superior a falla 1									



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

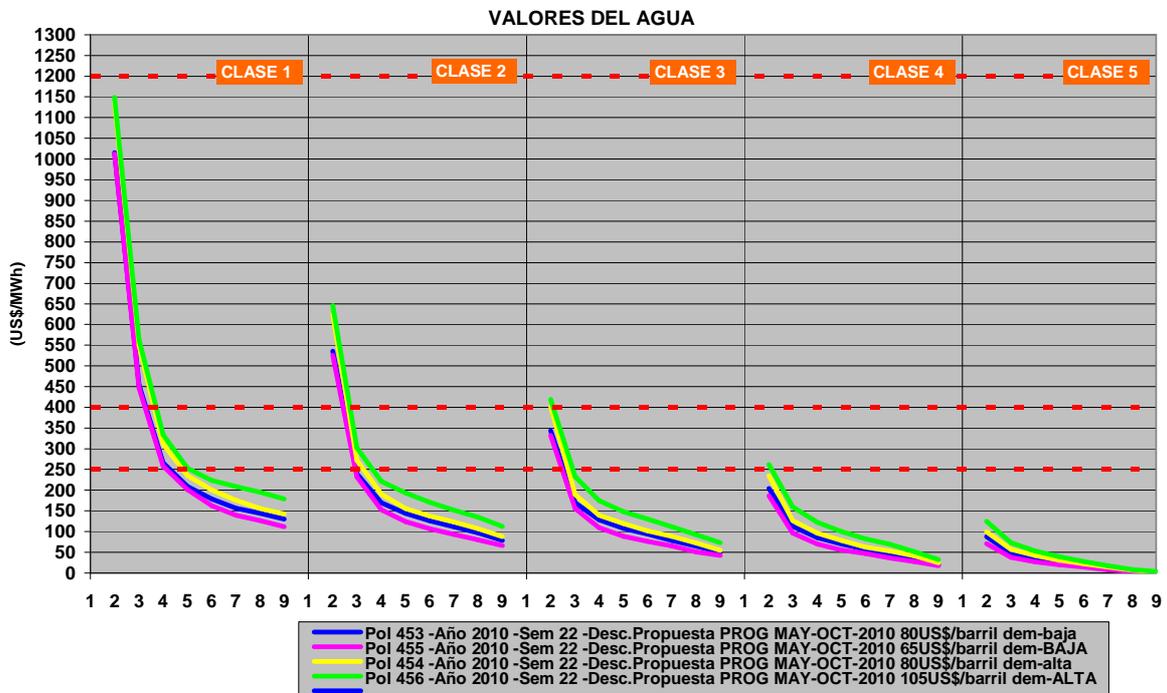
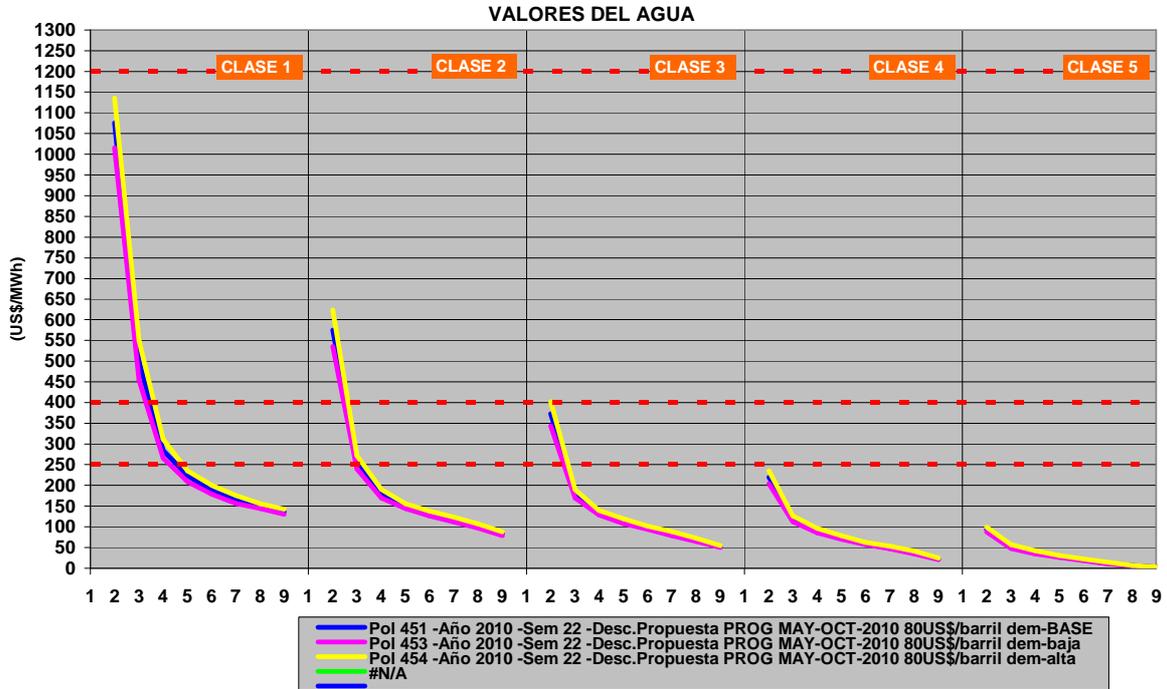
Se muestra a continuación los valores de agua para las diferentes Clases Hidrológicas y Stocks de Bonete para algunas semanas seleccionadas.



Se muestra a continuación los valores de agua para las diferentes Clases Hidrológicas y Stocks de Bonete para la semana 1/2010 y diversos valores del Barril de Petróleo, 65, 80 y 105 US\$/bbl y demandas.



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 y aplicando el despacho por seguridad y calidad de abastecimiento.

Se analizaron otros escenarios de precio de combustibles y demanda. Para el combustible corresponde a costos del barril de petróleo de 65 (P65), 80 (P80) y 105 (P105) US\$/bbl y para la demanda corresponde al escenario base (DBase), al escenario bajo (DBaja) y al escenario alto (DAlta).

4.1.- Balance energético y económico

Tabla 7 Balance semestral en valor esperado

GENERACIÓN (GWh)	Dbase y P80	DBaja y P80	DAlta y P80	DBaja y P65	DAlta y P105
Terra	432	431	433	426	434
Baygorria	313	313	314	307	315
Palmar	943	944	944	934	947
Total Río Negro	1687	1688	1691	1667	1696
Salto Grande	2157	2155	2160	2155	2159
Total Hidráulica	3845	3843	3851	3822	3855
Battle 5ª Unidad	151	140	160	146	164
Battle 6ª Unidad	176	165	187	173	192
Battle Sala B	11	9	13	33	39
PTA TGE GO	251	223	278	203	228
CTR+TGAA	48	41	55	44	29
Motores	188	179	199	186	201
Total Térmica	825	756	891	785	852
IMPORTACIÓN	26	22	29	21	70
CEMSA 150 MW	37	36	39	31	40
IMPORTACIÓN II	1	1	1	0	1
GEN DIST	217	216	218	216	218
BOTNIA	119	118	119	118	119
Exportación	-168	-186	-152	-189	-155
FALLA 1	7	6	8	6	6
FALLA 2	5	3	7	4	6
FALLA 3	1	1	1	1	1
FALLA 4	0	0	0	0	0
TOTAL Falla	13	10	16	10	14
Demanda Total	4914	4815	5013	4815	5013

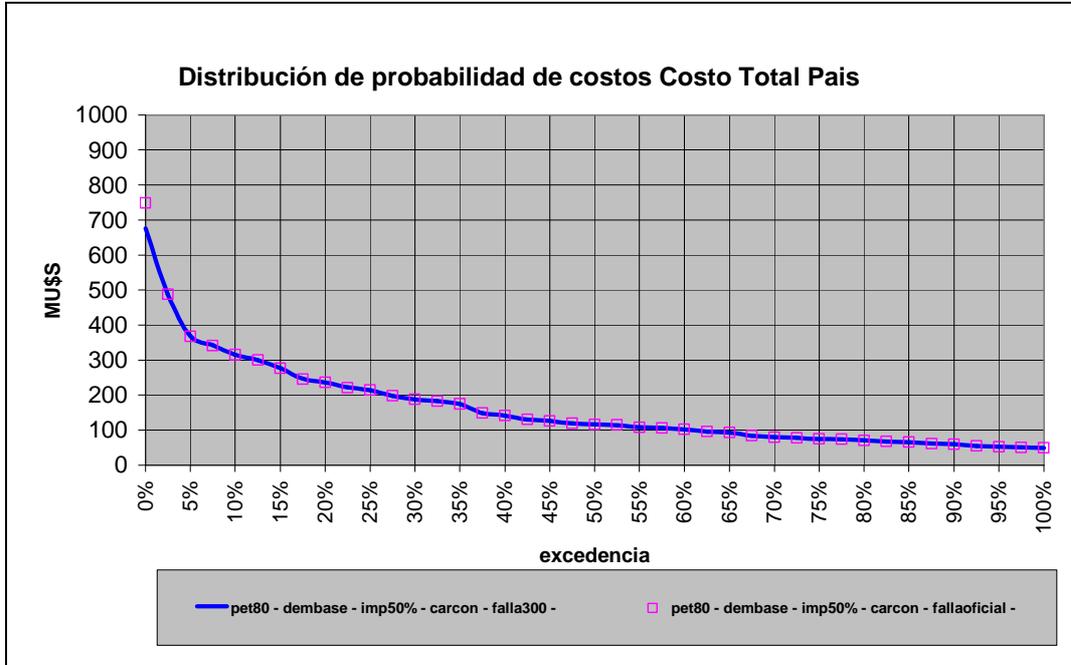
COSTO (MUS\$)	Dbase y P80	DBaja y P80	DAlta y P80	DBaja y P65	DAlta y P105
Térmico fuel oil	66.0	61.6	70.2	46.4	85.1
Térmico gas oil	50.5	44.6	56.4	36.7	61.9
Térmico gas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Térmico	116.5	106.2	126.5	83.1	147.0
IMPORTACIÓN	7.7	6.6	8.8	6.3	22.5
CEMSA 150 MW	2.9	2.8	3.1	2.4	3.1
IMPORTACIÓN II	0.2	0.1	0.2	0.1	0.3
GEN DIST	19.5	19.5	19.6	19.4	19.6
BOTNIA	10.7	10.6	10.7	10.6	10.7
Exportación	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
FALLA 1	2.2	1.8	2.5	1.8	2.6
FALLA 2	1.4	1.0	2.0	1.1	1.8
FALLA 3	0.3	0.2	0.4	0.2	0.3
FALLA 4	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
TOTAL Falla	3.9	3.1	4.9	3.1	4.7
Costo Operativo País	157.3	145.6	168.8	121.8	203.0
Costo Total País	161.1	148.7	173.7	124.9	207.7

Nota: Se valoriza la generación distribuida y los autoprodutores a 90 US\$/MWh. La falla 1 está valorada para este cálculo a 300 US\$/MWh, como se verá en el siguiente gráfico este supuesto no altera los resultados dada la escasa probabilidad de falla prevista. En la tabla anterior solo se incluyen los costos variables.

En el siguiente gráfico se presentan la distribución del costo de abastecimiento de la demanda con los mismos supuestos de la tabla anterior y con los costos de falla a precios reglamentarios.



Gráfico 3 Distribución de probabilidad de costos totales del país para el semestre.



4.2.- Precio Spot

Se presentan información sobre los precio spot en el período.

El Precio Spot Promedio para el período es de 94,2 U\$\$/MWh.

Tabla 8 Distribución de probabilidad del Precio Spot medio por crónica (U\$\$/MWh).

Precio Spot				
US\$/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
0.0%	235.0	236.1	236.0	231.8
10.0%	163.0	164.7	161.6	158.7
20.0%	142.2	148.7	146.9	131.3
30.0%	116.5	126.8	121.9	111.9
40.0%	100.9	110.3	102.9	94.1
50.0%	87.0	101.6	86.6	77.2
60.0%	73.7	90.8	72.7	64.4
70.0%	59.6	82.8	57.0	47.5
80.0%	46.1	67.9	43.5	31.8
90.0%	32.8	58.0	29.3	16.1
100.0%	15.4	38.4	10.2	1.0
promedio	94.2	107.9	93.5	84.1



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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

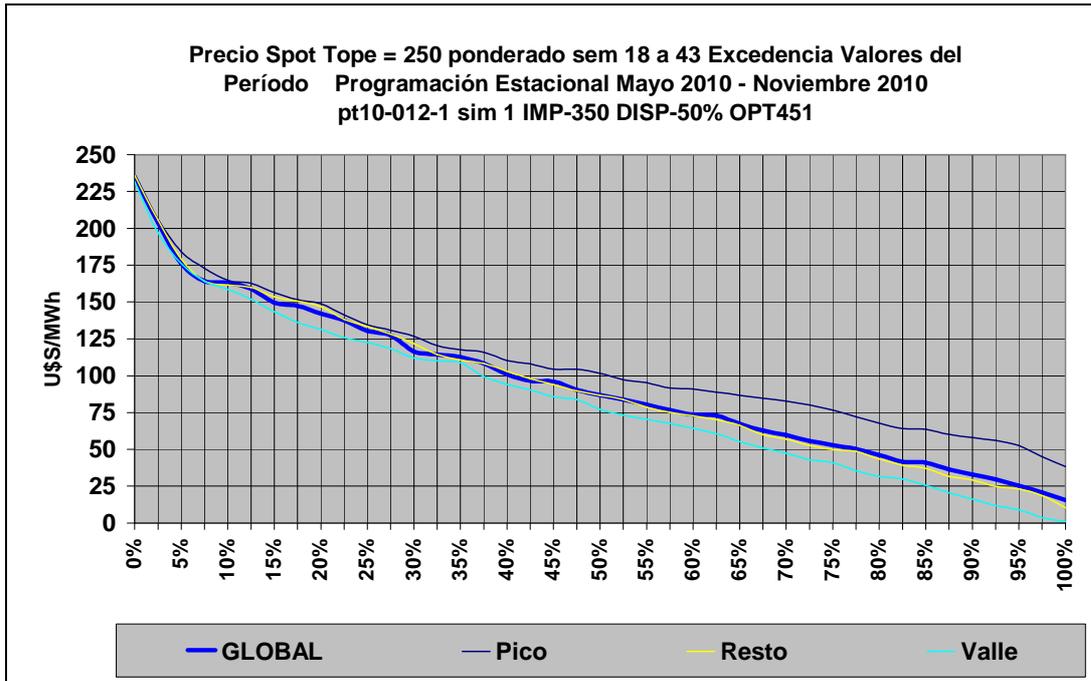
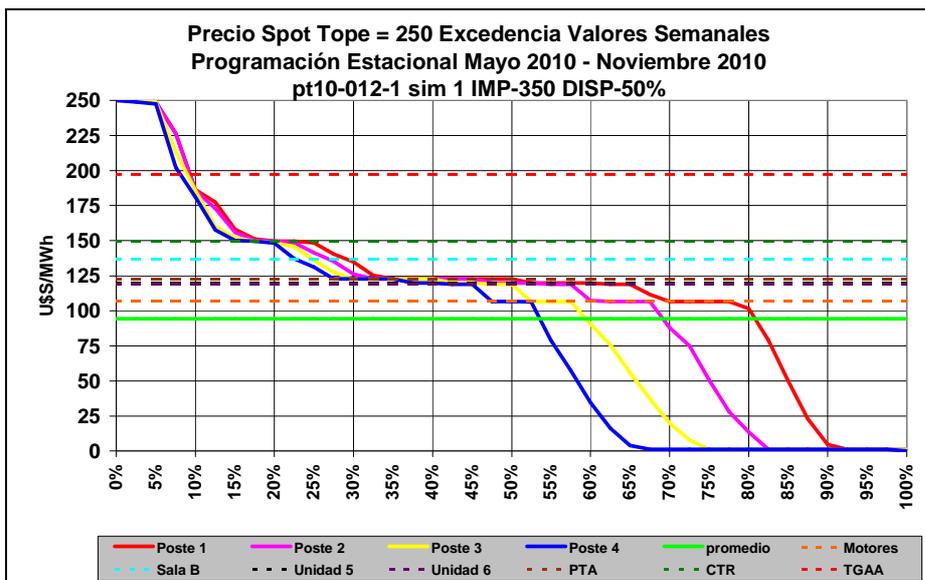


Gráfico 5 Distribución de probabilidad del Precio Spot por poste (U\$/MWh).

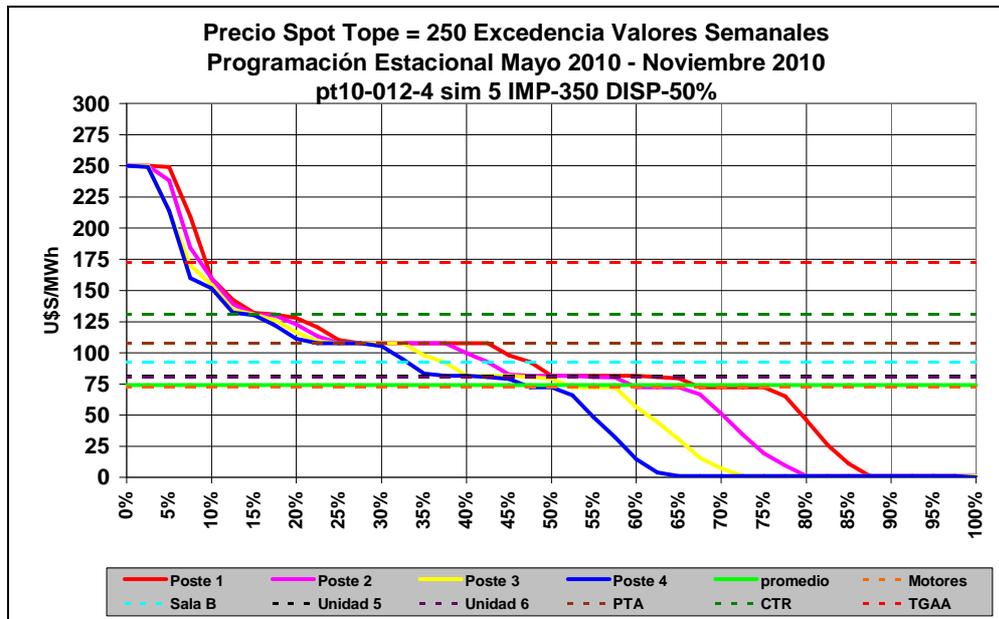


Motores	Sala B	Unidad 5	Unidad 6	PTA	CTR	TGAA
106.7	136.7	119.8	119.0	122.7	149.7	197.5

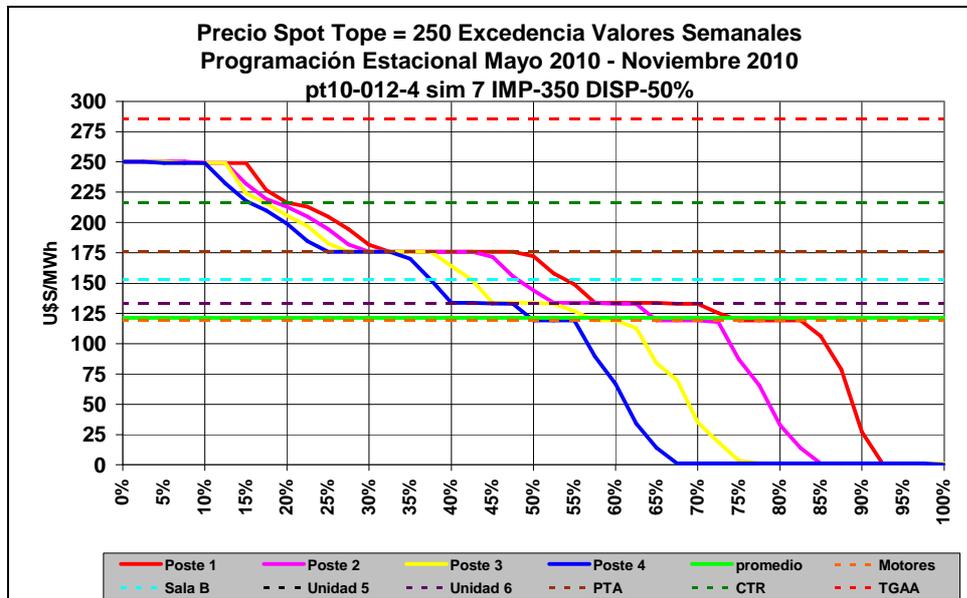


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Se observa valores de referencia en líneas horizontales, promedio del semestre y costos incrementales utilizados por EDF de las unidades térmicas de UTE. Se muestra a continuación la misma gráfica pero para los casos extremos (sim 5 = pet65 y dem.baja y sim 7= pet105 dem.alta)



Motores	Sala B	Unidad 5	Unidad 6	PTA	CTR	TGAA
72.3	92.6	81.4	80.4	107.6	130.6	172.3



Motores	Sala B	Unidad 5	Unidad 6	PTA	CTR	TGAA
119.2	152.7	133.7	133.0	175.8	216.4	285.9



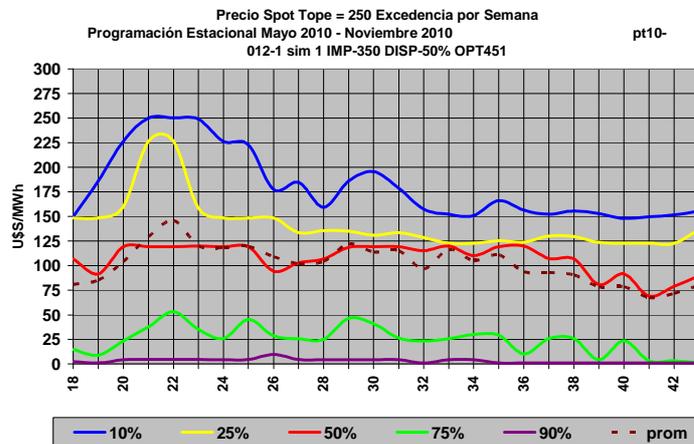
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 9 Precio Spot semanal promedio (US\$/MWh)

Precio Spot semanal promedio (US\$/MWh)					
AECO	SEM	Pico	Resto	Valle	Promedio
2010	18	89.1	80.7	74.4	80.9
2010	19	97.1	83.6	76.0	84.5
2010	20	117.4	100.6	97.9	103.4
2010	21	136.8	118.2	106.1	119.0
2010	22	133.2	121.6	111.0	121.4
2010	23	128.4	110.3	100.8	111.7
2010	24	124.1	104.4	97.5	106.8
2010	25	129.9	107.2	92.4	108.2
2010	26	122.2	93.3	78.3	95.6
2010	27	111.7	89.0	81.4	91.8
2010	28	107.2	89.8	80.4	91.0
2010	29	114.3	100.1	87.3	99.9
2010	30	113.9	102.1	92.4	102.1
2010	31	113.6	99.3	89.1	99.8
2010	32	103.7	94.8	85.4	94.3
2010	33	107.2	95.3	86.3	95.6
2010	34	107.9	95.2	86.6	95.7
2010	35	108.4	97.2	87.5	97.1
2010	36	99.8	92.8	88.3	93.1
2010	37	99.1	93.0	87.9	93.0
2010	38	102.7	88.6	81.7	89.8
2010	39	90.6	77.1	66.9	77.4
2010	40	95.7	78.5	64.0	78.4
2010	41	81.1	66.7	58.4	67.6
2010	42	84.0	70.7	59.4	70.6
2010	43	87.2	81.8	69.0	79.7
	Prom	107.9	93.5	84.1	94.2

Gráfico 6 Costo Marginal Excedencia Semanal

La siguiente grafica muestra la probabilidad de excedencia del precio spot por cada semana





4.3.- Precio estabilizado para Distribuidores

Al considerar para el cálculo del precio estabilizado una curva de demanda plana (sin considerar diferencias en los postes) el mismo coincide con el Precio Spot Promedio.

Tabla 10 Precio estabilizado (US\$/MWh)

Precio Spot

US\$/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
promedio	94.2	107.9	93.5	84.1

Se muestra a continuación los valores resultantes del precio estabilizado para los casos extremos, por un lado, bajo precio del petróleo y baja demanda, y por otro lado, alto precio de petróleo y alta demanda.

Precio Spot				
US\$/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
promedio	74.2	84.4	73.7	66.7

Petróleo 65 US\$/bbl y Baja Demanda

Precio Spot				
US\$/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
promedio	121.3	139.8	120.4	107.6

Petróleo 105 US\$/bbl y Alta Demanda



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

4.4.- Despacho semanal

Tabla 11 Despacho semanal promedio (MWmed).

DESPACHO FÍSICO SEMANAL																		
PROGRAMACIÓN ESTACIONAL MAYO 2010 - NOVIEMBRE 2010																		
Semanas 18 a 43																		
Despacho Físico Promedio																		
semana	DEM	EXP	SGU	Rio Negro	TER+GD	IMP	FALLA	Terra	Bayg.	Palmar	Sta.	6ta.	Sala B	PTI GO	CTR	Mald.	Motores	GEN DIST
18	1005	-31	382	424	225	6		113	86	226	33	48		39	11		41	25
19	1060	-39	423	420	252	2		113	86	221	32	48		54	23		39	27
20	1088	-38	411	415	288	10	1	111	84	220	35	52		57	17		45	54
21	1120	-36	447	358	313	32	7	95	71	192	40	53		60	27	1	47	55
22	1152	-34	463	370	323	19	11	96	71	202	35	59		70	27	1	49	54
23	1177	-35	482	379	329	14	7	99	74	205	41	63		77	20	1	45	52
24	1178	-31	499	380	305	21	5	96	72	212	39	51		77	15	1	44	49
25	1189	-32	479	414	308	16	7	107	79	229	38	56		70	14	1	48	52
26	1221	-24	551	395	280	14	6	96	70	229	36	50		59	14	1	41	51
27	1214	-38	567	395	277	10	4	98	71	227	35	50	7	55	7		41	52
28	1204	-29	535	404	278	11	3	100	71	233	34	54	4	57	8		43	50
29	1226	-27	525	409	303	11	5	104	78	227	39	52	7	68	9		46	52
30	1204	-23	484	415	315	9	4	110	80	226	37	58	5	77	10		48	51
31	1173	-35	491	407	297	8	4	106	77	224	35	54	3	67	8		49	52
32	1149	-38	482	415	277	11	1	107	77	231	35	51	4	57	7		47	49
33	1175	-43	497	405	297	14	5	105	76	224	40	54	4	63	5		49	52
34	1129	-29	482	405	257	13	2	104	75	226	31	47	1	48	4		46	50
35	1129	-35	470	401	285	7	2	102	73	225	39	57	4	51	4		48	52
36	1103	-34	459	395	271	11	1	95	69	230	35	47	2	52	3	1	48	54
37	1095	-41	482	386	261	8	1	98	69	218	26	46	5	49	7		42	55
38	1089	-35	499	392	224	7	1	95	66	232	33		5	54	11		39	54
39	1063	-51	556	338	214	7	1	85	60	193	32		4	53	6		34	55
40	1058	-45	545	348	210	2	1	84	58	207	33		4	49	5		39	51
41	1011	-80	558	317	179	36		80	55	183	25		1	34	2		33	55
42	1017	-55	542	336	154	39	1	82	56	198	29		2	42	5		33	43
43	1019	-61	532	325	183	38		89	61	175	30		4	56	8		37	48
Promedio	1125	-38	494	386	265	14	3	99	72	216	34	40	2	57	11	0	43	50

4.5.- Restricciones de transmisión

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

INDICE

1.-	Resumen ejecutivo.....	2
2.-	Hipótesis.....	4
2.1.-	Demanda y Falla	4
2.2.-	Combustibles	6
2.3.-	Parque Térmico	7
2.4.-	Parque hidráulico	11
2.5.-	Comercio Internacional.....	11
2.6.-	Simulación: Cotas de inicio y otros	12
2.7.-	Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento	13
3.-	Política de Operación de Largo Plazo de la Central Gabriel Terra.....	16
3.1.-	Valores del agua de Terra de la optimización	16
3.2.-	Comparativos de Valores del agua de Terra de la optimización	22
4.-	Operación esperada	24
4.1.-	Balance energético y económico	24
4.2.-	Precio Spot.....	25
4.3.-	Precio estabilizado para Distribuidores.....	29
4.4.-	Despacho semanal	30
4.5.-	Restricciones de transmisión.....	31