



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



1.- Resumen ejecutivo.

El objetivo del presente informe es definir para el período estacional noviembre 2010 – abril 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 a los efectos de valorar el embalse de G. Terra corresponden a:

- Se analizan tres escenarios de Incremento de demanda previstos para el cierre del año 2010 y 2011 respectivamente, Medio: 5.41%, 3.34%, Bajo: 4.05%, 1.68% y Alto: 6.79% , 4.96%.
- Se consideran tres alternativas para el precio de referencia del barril de petróleo, Base: 85US\$/barril, Bajo: 60US\$/barril y Alto: 110US\$/barril.
- El escenario de referencia considerado es el que corresponde a una demanda baja y precio de barril base.
- Se considera una importación de energía en base al respaldo real obtenido de los países vecinos en los períodos anteriores.
- Además del cronograma de entrada de generación distribuida actualizado, se incorporan a partir del 1° de enero de 2013: 150MW de potencia instalada eólica (licitación K39607) y 200MW de potencia instalada en centrales de biomasa.

Para la simulación se destaca:

- Se modelan los dos nuevos contratos de compra de energía no firme con comercializadores de Argentina CEMSA ENDESA 2 (150MW) y GMSA (36MW) adicionales al ya existente con CEMSA ENDESA 1 (150MW).
- 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:

Para la alternativa de referencia de demanda baja y costo de combustible medio, el costo total operativo mas el costo de falla esperado para este semestre es del orden de 286 MUS\$ (costo medio 63US\$/MWh). En estos costos se incluyen los costos fijos.

El precio estabilizado¹ de la energía para el mismo caso de referencia es de 147.9 US\$/MWh².

¹ Corresponde al precio marginal promedio del período.

² Se aplica el tope de 250 US\$/MWh.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

El riesgo de ocurrencia de falla esperado es considerable para respaldo regional en condiciones normales (superior al 50% de probabilidad) dada la indisponibilidad programada de unidades de generación considerada. Sin embargo no se prevé la ocurrencia de cortes compulsivos de carga (Falla 3 o 4).

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.- Demanda y Falla

2.1.1.- Previsión de demanda

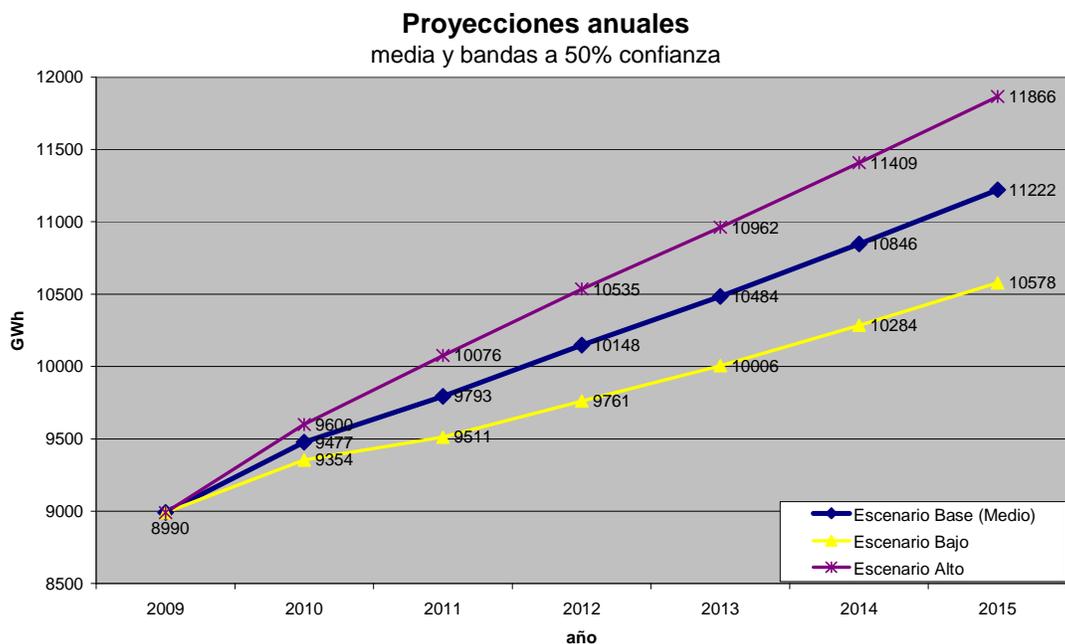
Se presenta la previsión anual de la demanda y la duración de los postes de demanda. Los postes 1 y 2 corresponden al pico, el poste 3 al resto y el 4 al valle.

La demanda prevista para el período es de 4525 GWh para el Escenario Bajo (referencia).

Año	Tipo	Escenario Base (Medio) (GWh)	Incremento (%)	Escenario Bajo (GWh)	Incremento (%)	Escenario Alto (GWh)	Incremento (%)
2008	REAL	8781	-1,06	8781	-1,06	8,781	-1,06
2009	REAL	8990	2.39	8990	2.39	8,990	2.39
2010	PREVISIÓN	9477	5.41	9354	-1.3	9600	1.3
2011	PREVISIÓN	9793	3.34	9511	-2.9	10076	2.9
2012	PREVISIÓN	10148	3.62	9761	-3.8	10535	3.8
2013	PREVISIÓN	10484	3.31	10006	-4.6	10962	4.6
2014	PREVISIÓN	10846	3.46	10284	-5.2	11409	5.2
2015	PREVISIÓN	11222	3.46	10578	-5.7	11866	5.7

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

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



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	5.104,8	250*
Entre 5 y 12.5	8.167,6	400
Entre 12.5 y 20	24.502,8	1200
Entre 20 y 100	40.838,0	2000

Tipo de cambio: 20,419 \$U/US\$ (interbancario vendedor BCU 15/10/2010)

* A los efectos de no despachar Falla (escalón 1) previo a la unidad CTR, para precios de petróleo de 110 USD/barril, este valor debió ser elevado a 330 USD/MWh.

2.2.- Combustibles

2.2.1.- Líquidos

Se toma como valor de referencia de precio de petróleo 85USD/barril WTI a partir de los pronósticos de la EIA (US Energy Information Administration). Se analiza la sensibilidad considerando extremos con 95% de confianza en la mitad del período de estudio que corresponden a 60 y 110 USD/barril. Luego se adicionan los diferenciales estimados por ANCAP y los costos de internación para obtener los precios de los combustibles derivados.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Valores resultantes:

Combustible	Referencia de precio de Barril de Petróleo		
	60 US\$	85US\$	110 US\$
Precio Fuel Oil (US\$/Ton)	339	492	644
Precio Gas Oil (US\$/m3)	509	666	823
Precio Fuel Oil Motores (US\$/Ton)	362	515	668

2.2.2.- Restricciones de abastecimiento

Parada de la refinería: No se prevé restricciones de entrega de combustible a las centrales de UTE a consecuencia de limitaciones en el transporte entre las plantas de La Teja y La Tablada. La parada de la planta de La Teja por un período de 2 a 3 meses podría ocasionar algún retraso en la recepción de embarques debido a congestión en el muelle. Según la última información recibida de ANCAP esta parada no se iniciaría en febrero como estaba inicialmente previsto sino que comenzaría en setiembre. No se consideran contingencias durante el período estacional debido a este tema.

2.2.3.- Gas Natural.

No se representa gas natural disponible como combustible para las central de generación de Punta del Tigre debido a lo escaso y aleatorio del suministro.

2.3.- 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	60 (USD/barril)	85 (USD/barril)	110 (USD/barril)
4.05%	x	x	x
5.41%		x	
6.79%			x



2.4.- Parque Generador

2.4.1.- Disponibilidad

Coeficiente 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		
Sala B	Unidad 5	Unidad 6	Motores	La Tablada	PTigre	T. Maldonado
65%	70%	70%	90%	90%	90%	50%

Se ajustan los valores para tener en cuenta la evolución real del comportamiento de las unidades en el último período y los mantenimientos realizados.

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 usa 80% a partir de la fecha estimada de fin para el mantenimiento mayor a realizar entre el 1 de setiembre y el 15 de octubre de 2011 y 85% para 2013 (al finalizar los trabajos previstos en el período desde agosto a diciembre 2012).
- CB6: se usa 85% a partir del 31 de mayo de 2011 (fin previsto de la intervención mayor para cambio de tubos condensador, reparación del colector inferior y cambio de calentadores AP).

2.4.2.- Costos variables térmicos

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Valores para 60 US\$/bbl

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	Precio del Combustible US\$/ton	Variable Combustible US\$/MWh	Variable No Combustible US\$/MWh	Variable Total pleno US\$/MWh	Variable Total mínimo US\$/MWh
Motores	208.8	362.4	75.7	4.6	80.3	80.3
Sala B	354.4	339.0	120.1	6.2	126.3	163.8
Unidad 5	265.1	339.0	89.9	6.1	96.0	115.9
Unidad 6	275.0	339.0	93.2	4.8	98.0	125.4
PTA	222.6	602.4	134.1	6.5	140.6	214.3
CTR	280.0	602.4	168.7	3.4	172.1	348.3
TGAA	371.0	602.4	223.5	3.7	227.2	283.0

Valores para 85 US\$/bbl

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	Precio del Combustible US\$/ton	Variable Combustible US\$/MWh	Variable No Combustible US\$/MWh	Variable Total pleno US\$/MWh	Variable Total mínimo US\$/MWh
Motores	208.8	515.1	107.6	4.6	112.2	112.2
Sala B	354.4	491.7	174.3	6.2	180.4	234.8
Unidad 5	265.1	491.7	130.3	6.1	136.4	165.4
Unidad 6	275.0	491.7	135.2	4.8	140.0	179.8
PTA	222.6	788.4	175.5	6.5	182.0	278.5
CTR	280.0	788.4	220.8	3.4	224.2	454.8
TGAA	371.0	788.4	292.5	3.7	296.2	369.3

Valores para 110 US\$/bbl

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	Precio del Combustible US\$/ton	Variable Combustible US\$/MWh	Variable No Combustible US\$/MWh	Variable Total pleno US\$/MWh	Variable Total mínimo US\$/MWh
Motores	208.8	667.7	139.4	4.6	144.0	144.0
Sala B	354.4	644.3	228.3	6.2	234.5	305.7
Unidad 5	265.1	644.3	170.8	6.1	176.9	214.8
Unidad 6	275.0	644.3	177.2	4.8	181.9	234.1
PTA	222.6	974.4	216.9	6.5	223.4	342.7
CTR	280.0	974.4	272.8	3.4	276.2	561.3
TGAA	371.0	974.4	361.5	3.7	365.2	455.6



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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 Excedentes mensual 22000 MWh a excepción de los meses de mantenimiento, que se debe prorratear esa energía.

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

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

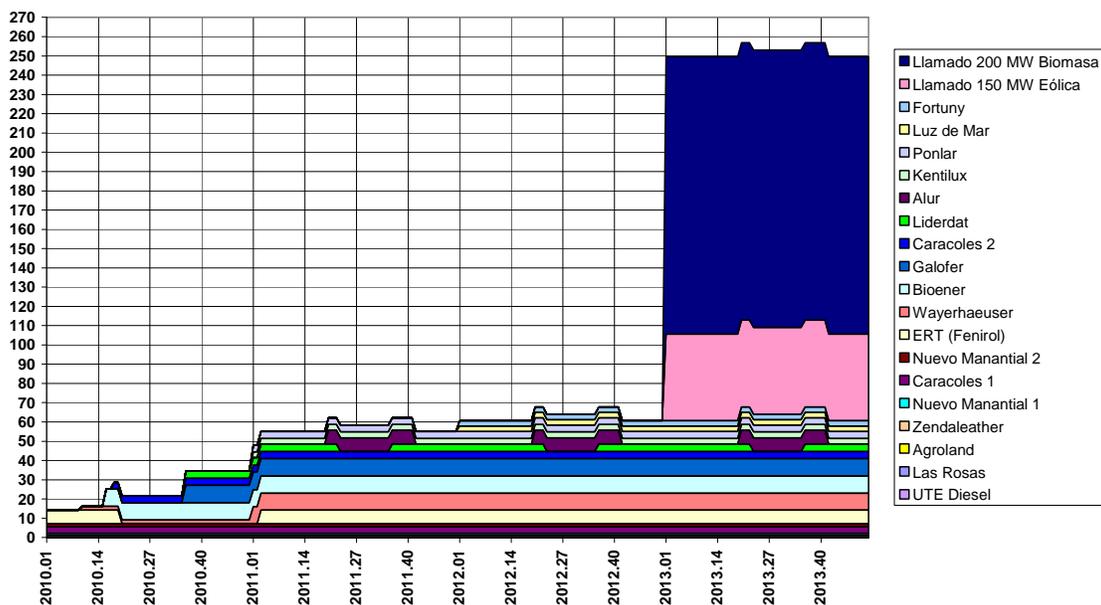
2.4.3.4.- Generación Distribuida

La generación distribuida fue representada mediante una potencia equivalente, 100% de disponibilidad y costo nulo. Se muestra a continuación los valores de potencia equivalente semanales utilizados. Se representó la generación prevista descontados los consumos propios. No fue descontada la generación para abastecer su producción industrial. En el caso particular de la generación a partir de Biomasa y teniendo en cuenta el análisis realizado por ADME en cuanto al factor de planta real de los generadores instalados. Se supone para la generación instalada y hasta julio de 2011 inclusive un factor de planta de 50%. A partir de allí y hasta fin de dicho año un factor de 70%. Luego el factor de planta se asume en un 90%. Para la generación distribuida de fuente fósil y eólica se mantuvieron los factores de planta usuales.

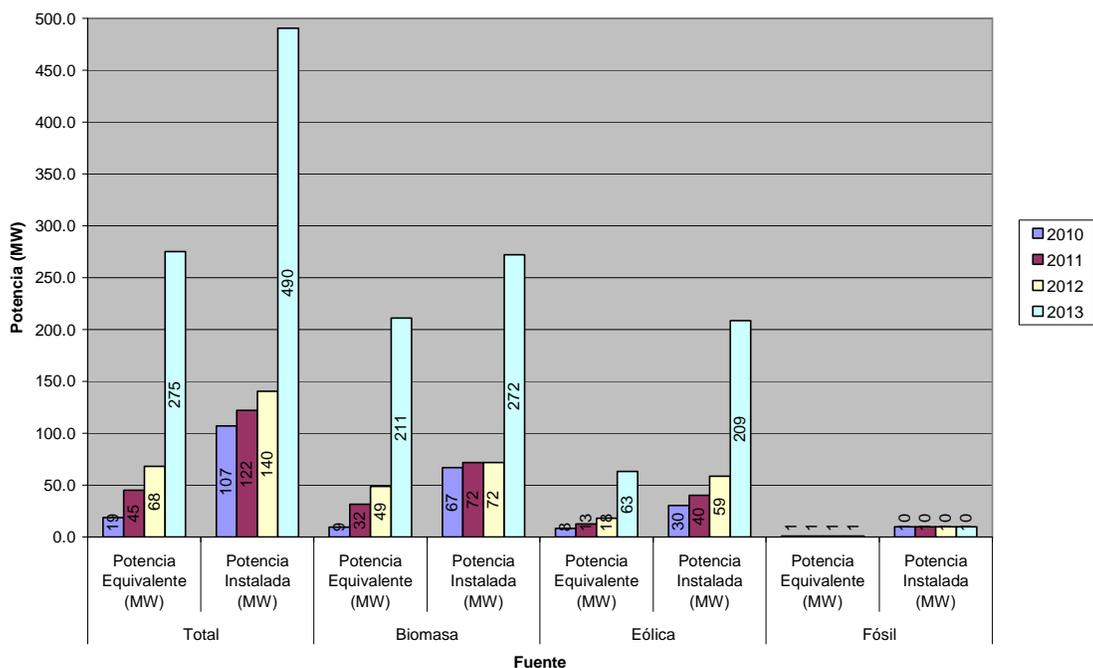


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Potencia Equivalente de Generación Distribuida



Generación Distribuida- Potencia Equivalente e Instalada al fin de cada año





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

La generación distribuida considerada en media anual es la siguiente:

Año	Total		Biomasa		Eólica		Fósil	
	Potencia Equivalente (MW)	Potencia Instalada (MW)						
2010	18.8	107.0	9.3	67.0	8.4	30.3	1.1	9.7
2011	45.3	122.0	31.7	72.0	12.6	40.3	1.1	9.7
2012	68.1	140.5	49.0	72.0	18.1	58.8	1.1	9.7
2013	275.1	490.5	211.0	272.0	63.1	208.8	1.1	9.7

2.4.3.5.- Red de Trasmisión

No existen mantenimientos mayores programados en la red de EAT y AT que afecten el suministro de la demanda en períodos de duración mayor a una semana.

2.5.- Comercio internacional

2.5.1.- Intercambios de Energía:

Contratos:

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

Invierno es el período de 5 meses que va de mayo a setiembre pero en la práctica incluye además los meses de verano (diciembre, enero y febrero)
 Resto es el período que comprende los 7 meses restantes del año pero que en la práctica se refiere exclusivamente a los 4 meses octubre, noviembre, marzo y abril.
 * Corresponde al cargo adicional por potencia, estimado a partir de un 50% de disponibilidad y tomando toda la energía disponible

Criterios:

A los efectos del modelado se mantienen básicamente los criterios empleados en la última programación estacional referidos al modelado global de los mismos 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, particularmente para reemplazar falla.

El criterio conservador definido en su momento consistió en suponer que la potencia de importación máxima obtenible es de 350 MW en los períodos de invierno (y ahora también en verano) constituidos por 200MW en Combustible Gas Oil y 150MW en Fuel Oil mientras que para el período de buena disponibilidad (resto) se reduce la potencia en un 25% y se aumenta la disponibilidad en un 25%.



Propuesta resultante:

Modelo	Tipo	Invierno/verano (Semanas 18 a 40, todos los postes)			Resto (Semanas 1 a 17 y 41 a 52, todos los postes)		
		Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)	Disponibilidad (%)	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)	Disponibilidad (%)
Optimización	Todos	350	Costo de falla-1	50%	267	Costo Variable de CTR+10%	75%
	Contratos	Según detalle de cuadro de contratos					
Simulación	Condiciones normales	350	Costo de falla-1	50%	267	Costo Variable de CTR+10%	75%
	Otros	350	Costo de falla-1	90%	350	Costo de falla-1	90%
	Condiciones adversas	350	Costo de falla-1	90%	350	Costo de falla-1	90%

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

Modelado de Importación

Optimización

- Importación total
Semanas 18 a 40
350MW a 249 U\$/MWh (329U\$/MWh para Petróleo a 110USD/Barril)
50% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
Resto de las Semanas
267MW a 247 U\$/MWh (304U\$/MWh para Petróleo a 110USD/Barril)
(costo variable de CTR más un 10%)
75% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

Simulación

En condiciones normales:

- Contrato ENDESA CEMSA 1 termina en 31 de enero de 2012.
Disponible en semanas 41 a 48 y 10 a 17
150MW a 80,5 U\$/MWh
50% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- Contrato ENDESA CEMSA 2 y GMSA terminan el 30 de noviembre de 2011.
Disponible en semanas 41 a 48 y 10 a 17
150+36MW a 78.5 U\$/MWh
50% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- Resto de la Importación en condiciones normales
Disponible en semanas 18 a 40



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

350MW a 249 U\$/MWh , luego se valoriza a 300 U\$/MWh, a los efectos de estimación del costo total de abastecimiento

50% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

Disponible en el complemento del año (Semanas 41 a 52 y 1 a 17)

267MW a 189, 247 y 304 U\$/MWh según si el precio de petróleo es respectivamente 60, 85 o 110 USD/barril (costo variable de CTR más un 10%)

75% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

En condiciones adversas:

- Importación en condiciones adversas (a los efectos del análisis de falla exclusivamente)

Semanas 1 a 52

350MW a 249 U\$/MWh (329 U\$/MWh en el caso con WTI 110 U\$/bbl).

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.- 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.

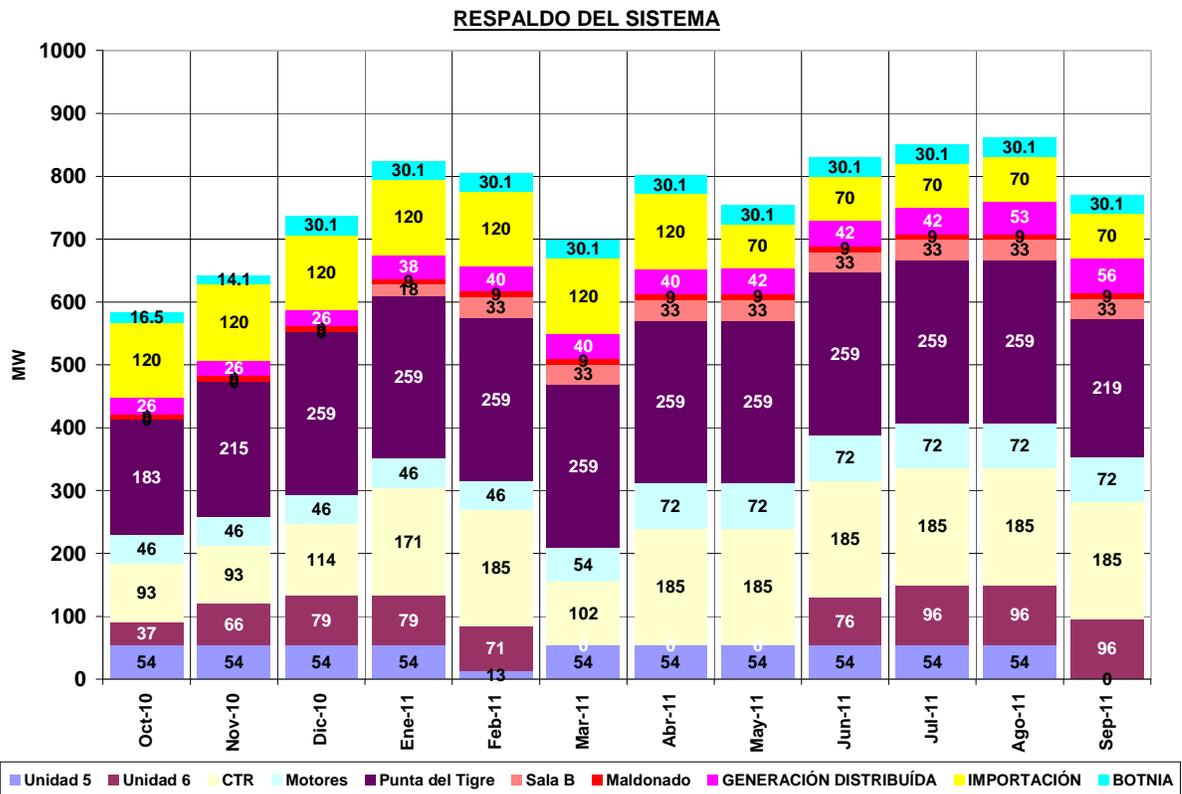
Se presenta en las siguientes gráficas la CAR³ según la clase hidrológica y el despacho de falla.

Respaldo de generación utilizado:

³ CAR-Curva de Aversión al Riesgo. En la gráfica no se presenta las restricciones al vertimiento.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



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

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 1 Despacho por calidad y CAR 99%

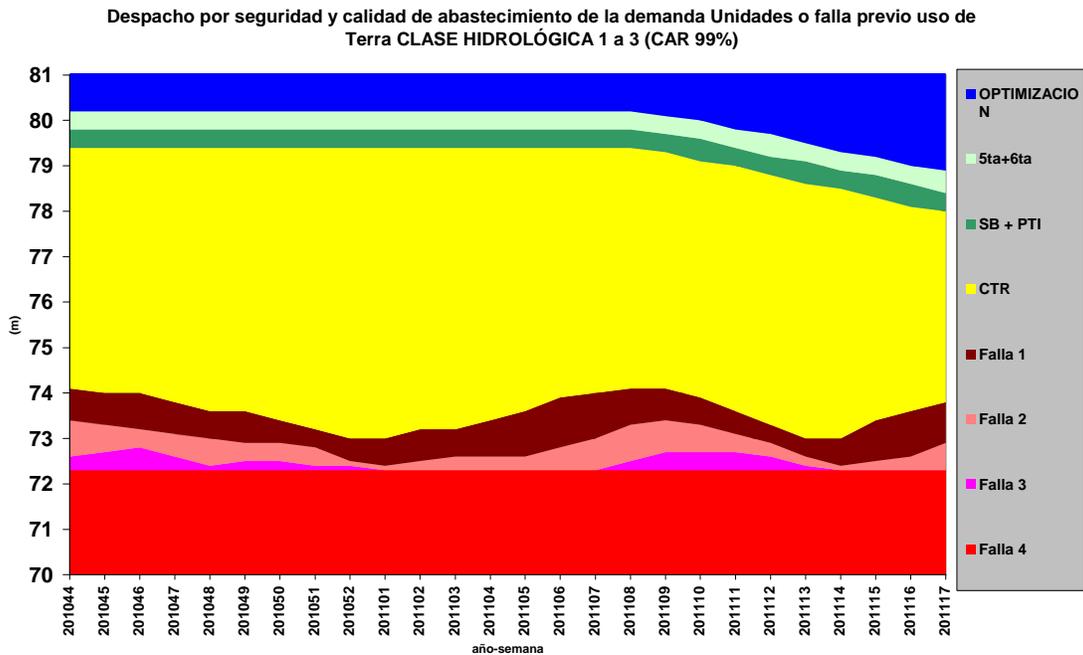
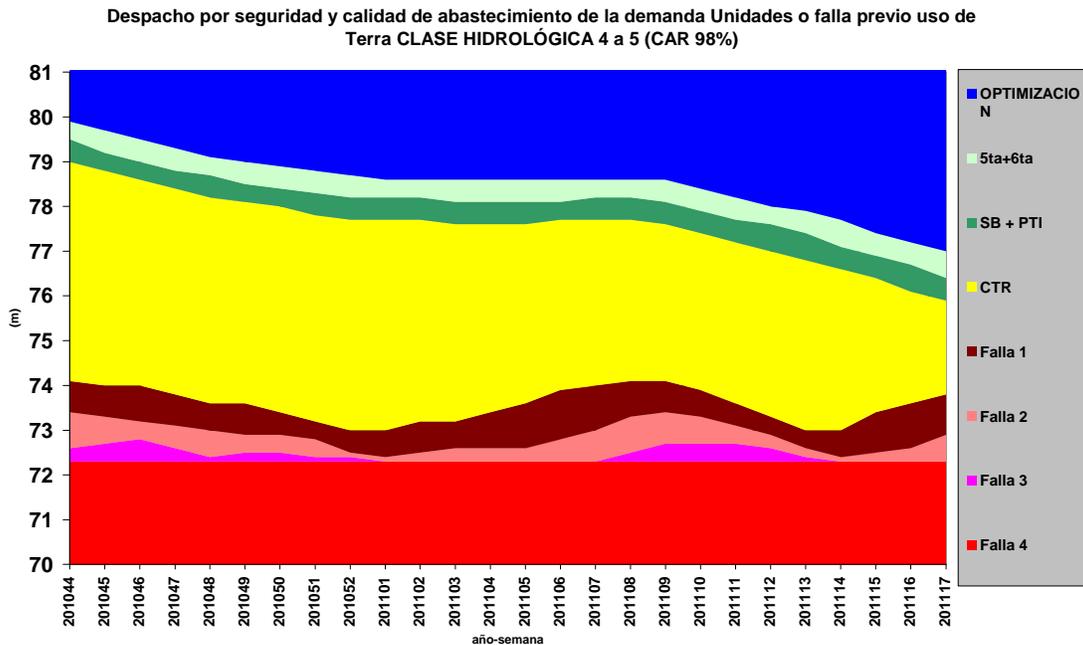


Gráfico 2 Despacho por calidad y CAR 98%





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 1 Cota de Terra para aplicación del DCSA⁴ 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				
201044	72.3	72.6	73.4	74.1	79.4	79.8	80.2	79	79.5	79.9	80.6	80.7	80.3	80.7
201045	72.3	72.7	73.3	74	79.4	79.8	80.2	78.8	79.2	79.7	80.6	80.7	80.1	80.5
201046	72.3	72.8	73.2	74	79.4	79.8	80.2	78.6	79	79.5	80.6	80.7	79.9	80.3
201047	72.3	72.6	73.1	73.8	79.4	79.8	80.2	78.4	78.8	79.3	80.6	80.7	79.7	80.1
201048	72.3	72.4	73	73.6	79.4	79.8	80.2	78.2	78.7	79.1	80.6	80.7	79.5	79.9
201049	72.3	72.5	72.9	73.6	79.4	79.8	80.2	78.1	78.5	79	80.6	80.7	79.4	79.8
201050	72.3	72.5	72.9	73.4	79.4	79.8	80.2	78	78.4	78.9	80.6	80.7	79.3	79.7
201051	72.3	72.4	72.8	73.2	79.4	79.8	80.2	77.8	78.3	78.8	80.6	80.7	79.2	79.6
201052	72.3	72.4	72.5	73	79.4	79.8	80.2	77.7	78.2	78.7	80.6	80.7	79.1	79.5
201101	72.3	72.3	72.4	73	79.4	79.8	80.2	77.7	78.2	78.6	80.6	80.7	79	79.4
201102	72.3	72.3	72.5	73.2	79.4	79.8	80.2	77.7	78.2	78.6	80.6	80.7	79	79.4
201103	72.3	72.3	72.6	73.2	79.4	79.8	80.2	77.6	78.1	78.6	80.6	80.7	79	79.4
201104	72.3	72.3	72.6	73.4	79.4	79.8	80.2	77.6	78.1	78.6	80.6	80.7	79	79.4
201105	72.3	72.3	72.6	73.6	79.4	79.8	80.2	77.6	78.1	78.6	80.6	80.7	79	79.4
201106	72.3	72.3	72.8	73.9	79.4	79.8	80.2	77.7	78.1	78.6	80.6	80.7	79	79.4
201107	72.3	72.3	73	74	79.4	79.8	80.2	77.7	78.2	78.6	80.6	80.7	79	79.4
201108	72.3	72.5	73.3	74.1	79.4	79.8	80.2	77.7	78.2	78.6	80.6	80.7	79	79.4
201109	72.3	72.7	73.4	74.1	79.3	79.7	80.1	77.6	78.1	78.6	80.5	80.7	79	79.4
201110	72.3	72.7	73.3	73.9	79.1	79.6	80	77.4	77.9	78.4	80.4	80.7	78.9	79.3
201111	72.3	72.7	73.1	73.6	79	79.4	79.8	77.2	77.7	78.2	80.2	80.6	78.7	79.1
201112	72.3	72.6	72.9	73.3	78.8	79.2	79.7	77	77.6	78	80.1	80.5	78.5	78.9
201113	72.3	72.4	72.6	73	78.6	79.1	79.5	76.8	77.4	77.9	79.9	80.3	78.4	78.9
201114	72.3	72.3	72.4	73	78.5	78.9	79.3	76.6	77.1	77.7	79.7	80.1	78.2	78.7
201115	72.3	72.3	72.5	73.4	78.3	78.8	79.2	76.4	76.9	77.4	79.6	80	77.9	78.4
201116	72.3	72.3	72.6	73.6	78.1	78.6	79	76.1	76.7	77.2	79.4	79.8	77.7	78.2
201117	72.3	72.3	72.9	73.8	78	78.4	78.9	75.9	76.4	77	79.3	79.7	77.5	78

La restricción de vertimiento no fue representada en la simulación.

2.7.- Otras hipótesis, cotas de inicio, períodos y programa utilizado

- **Semana inicio:** 44/2010 (1/11/2010).
- **Cotas de inicio:** Terra: 79.88 m, Palmar: 39.50 m, Salto Grande: 34.0 m
- **Resultados Período de Simulación:** Semanas 44/2010 a 17/2011.
- **Período de Optimización:** 2010-2013
- **Otras hipótesis:** El Embalse de la CHGT se discretiza en 8 pasos de stock, entre las cotas: 72.30 y 81.00m
- **Versión de Programa Murdoc/Murvagua:** 7.6

⁴ DCSA – Despacho por Calidad y Seguridad de Abastecimiento.



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.

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

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	469	469	469	469	469	469	469	469
	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
	Caso comb.	32	32	32	32	32	32	32	32
semana	Fecha inicial								
44	30/Oct	1470	1080	800	570	420	330	260	197
45	6/Nov	1630	1220	920	650	470	360	290	227
46	13/Nov	1620	1210	900	630	450	350	280	228
47	20/Nov	1650	1230	910	640	450	350	280	236
48	27/Nov	1650	1220	900	620	440	340	270	231
49	4/Dic	1640	1210	880	600	430	330	260	226
50	11/Dic	1600	1180	850	570	410	320	260	217
51	18/Dic	1560	1120	800	530	380	300	240	209
52	25/Dic	1560	1110	790	520	380	290	227	207
1	1/Ene	1570	1110	780	520	370	290	228	198
2	8/Ene	1650	1180	840	550	390	300	232	202
3	15/Ene	1680	1210	850	560	390	300	228	207
4	22/Ene	1700	1220	850	560	390	290	225	203
5	29/Ene	1720	1230	860	560	380	290	226	196
6	5/Feb	1720	1220	830	540	370	280	219	191
7	12/Feb	1730	1220	820	520	360	270	215	184
8	19/Feb	1720	1200	780	490	340	260	208	178
9	26/Feb	1630	1080	680	430	310	236	197	172
10	5/Mar	1540	970	590	390	280	222	189	168
11	12/Mar	1390	840	510	340	260	207	182	165
12	19/Mar	1170	710	430	300	235	195	178	160
13	26/Mar	1240	760	450	310	235	204	186	167
14	2/Abr	1240	740	440	300	228	203	178	159
15	9/Abr	1230	730	430	300	226	199	176	157
16	16/Abr	1200	690	410	290	217	193	172	151
17	23/Abr	1260	710	410	290	223	200	175	158
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)									
	POLÍTICA Nro	469	469	469	469	469	469	469	469
	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
	Caso comb.	32	32	32	32	32	32	32	32
semana	Fecha inicial								
44	30/Oct	1170	820	590	430	320	260	216	163
45	6/Nov	1210	830	580	420	320	260	216	170
46	13/Nov	1410	990	700	490	370	290	238	196
47	20/Nov	1430	1000	690	480	360	280	234	200
48	27/Nov	1430	990	680	470	350	270	227	202
49	4/Dic	1430	990	670	460	340	270	224	200
50	11/Dic	1410	970	650	440	330	260	217	196
51	18/Dic	1380	950	640	430	320	253	211	193
52	25/Dic	1410	960	650	430	320	252	208	189
1	1/Ene	1420	970	650	440	320	251	206	183
2	8/Ene	1410	950	620	410	300	247	197	175
3	15/Ene	1480	1000	650	430	310	244	198	177
4	22/Ene	1510	1010	650	430	300	237	196	174
5	29/Ene	1560	1040	660	430	310	237	200	170
6	5/Feb	1520	980	610	400	280	219	185	159
7	12/Feb	1530	970	590	380	270	213	179	152
8	19/Feb	1510	930	550	360	260	203	168	145
9	26/Feb	1420	840	490	330	242	195	166	144
10	5/Mar	1280	700	420	290	217	180	155	136
11	12/Mar	1200	650	400	270	215	181	158	140
12	19/Mar	1010	570	350	252	209	177	158	139
13	26/Mar	890	480	300	217	189	162	141	121
14	2/Abr	910	490	310	223	179	155	137	117
15	9/Abr	950	500	310	230	182	161	141	120
16	16/Abr	1130	610	370	260	206	183	162	142
17	23/Abr	1050	550	330	238	195	172	150	132
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 (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	469	469	469	469	469	469	469	469
	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
	Caso comb.	32	32	32	32	32	32	32	32
semana	Fecha inicial								
44	30/Oct	990	660	460	340	260	222	187	147
45	6/Nov	1050	690	480	350	270	227	194	154
46	13/Nov	1040	670	450	330	260	215	188	156
47	20/Nov	1100	700	470	340	260	215	189	160
48	27/Nov	1170	750	490	350	270	222	192	169
49	4/Dic	1170	740	480	340	260	217	188	170
50	11/Dic	1130	710	460	330	253	208	181	169
51	18/Dic	1090	690	440	310	243	198	180	163
52	25/Dic	1130	710	450	310	239	198	178	161
1	1/Ene	1200	760	480	330	245	204	181	158
2	8/Ene	1240	780	480	330	241	207	175	155
3	15/Ene	1220	750	460	310	227	196	167	144
4	22/Ene	1270	770	460	310	224	191	162	138
5	29/Ene	1280	770	450	300	218	182	154	128
6	5/Feb	1320	780	450	300	219	180	150	126
7	12/Feb	1330	750	430	290	212	173	143	121
8	19/Feb	1310	710	400	270	202	165	138	117
9	26/Feb	1170	570	330	233	183	149	127	109
10	5/Mar	1050	500	300	216	170	143	123	107
11	12/Mar	850	400	260	188	155	131	113	98
12	19/Mar	680	360	236	181	154	132	115	97
13	26/Mar	730	380	249	188	161	138	120	101
14	2/Abr	820	410	270	200	167	142	125	103
15	9/Abr	730	370	240	186	151	130	114	92
16	16/Abr	620	300	205	163	135	116	101	78
17	23/Abr	610	290	199	160	135	117	100	79
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 (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	469	469	469	469	469	469	469	469
	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
	Caso comb.	32	32	32	32	32	32	32	32
semana	Fecha inicial								
44	30/Oct	590	380	280	219	175	160	136	100
45	6/Nov	650	400	290	228	183	161	142	106
46	13/Nov	720	440	310	238	193	164	147	113
47	20/Nov	790	470	330	247	199	170	150	119
48	27/Nov	780	450	310	238	193	164	146	118
49	4/Dic	810	470	320	240	193	167	146	122
50	11/Dic	820	480	320	247	195	166	149	124
51	18/Dic	820	490	320	240	193	168	150	128
52	25/Dic	840	490	320	237	189	164	146	123
1	1/Ene	880	500	320	229	188	165	141	118
2	8/Ene	890	490	310	215	183	156	133	111
3	15/Ene	910	500	310	219	177	151	126	105
4	22/Ene	950	510	310	215	175	147	123	100
5	29/Ene	970	510	300	212	168	140	115	93
6	5/Feb	950	470	280	194	157	128	104	83
7	12/Feb	940	440	260	179	142	115	92	74
8	19/Feb	940	410	232	169	132	106	87	69
9	26/Feb	820	340	204	150	118	95	80	63
10	5/Mar	720	290	183	139	110	88	75	61
11	12/Mar	580	260	177	134	108	88	75	64
12	19/Mar	360	223	157	121	96	79	69	57
13	26/Mar	310	186	140	107	84	70	61	47
14	2/Abr	280	170	120	93	74	59	52	38
15	9/Abr	310	169	129	100	80	67	58	42
16	16/Abr	280	163	119	93	74	64	54	38
17	23/Abr	254	148	112	89	70	62	51	35
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

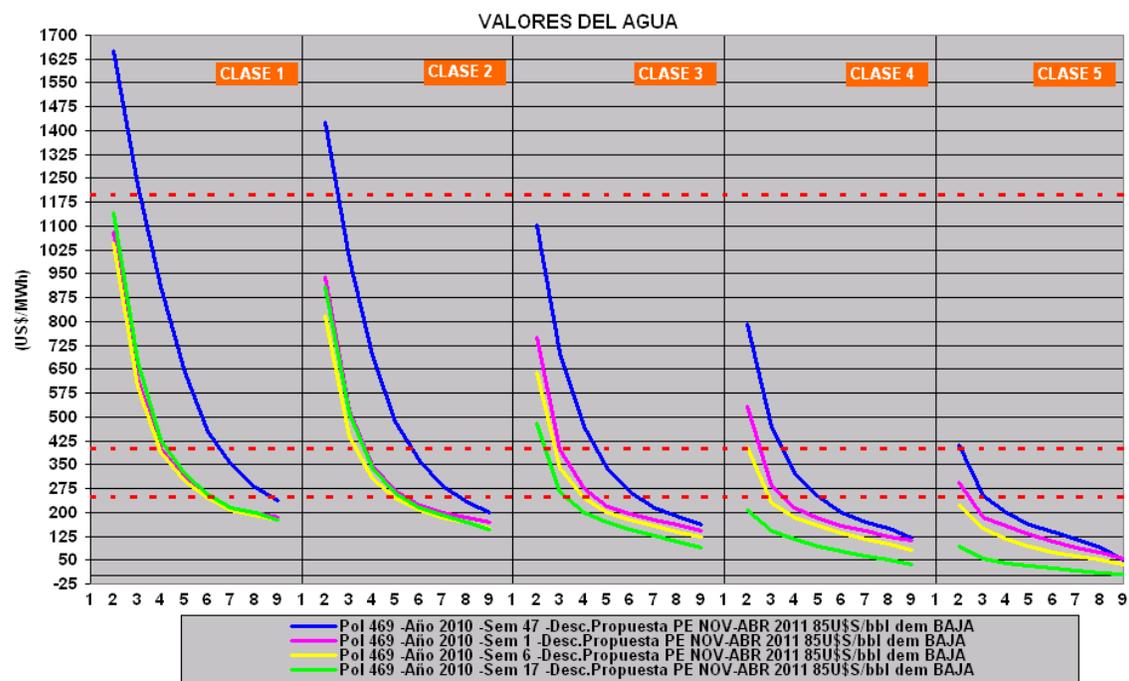
Tabla 6 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 5

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	469	469	469	469	469	469	469	469
	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
	Caso comb.	32	32	32	32	32	32	32	32
semana	Fecha inicial								
44	30/Oct	340	236	187	158	135	114	84	43
45	6/Nov	360	242	188	161	137	115	86	45
46	13/Nov	390	250	196	162	139	116	88	49
47	20/Nov	410	252	198	162	140	116	88	51
48	27/Nov	430	260	198	165	140	116	87	54
49	4/Dic	430	260	200	164	140	116	88	54
50	11/Dic	410	251	194	162	139	115	89	54
51	18/Dic	400	246	197	162	139	115	91	57
52	25/Dic	420	260	194	160	135	111	89	59
1	1/Ene	440	255	190	156	128	103	82	55
2	8/Ene	460	260	190	151	121	95	75	56
3	15/Ene	470	255	191	147	113	87	71	57
4	22/Ene	440	227	174	130	98	73	65	48
5	29/Ene	460	224	163	119	88	67	59	43
6	5/Feb	470	227	152	108	81	65	54	37
7	12/Feb	500	228	145	101	76	64	52	35
8	19/Feb	510	211	126	88	67	56	45	31
9	26/Feb	450	199	115	82	65	54	43	30
10	5/Mar	390	154	97	73	58	47	37	25
11	12/Mar	280	110	77	58	47	37	28	18
12	19/Mar	143	94	65	49	39	30	22	13
13	26/Mar	137	87	59	45	36	27	20	11
14	2/Abr	152	81	56	43	34	25	19	12
15	9/Abr	122	58	41	32	24	17	11	6
16	16/Abr	100	58	42	32	24	17	11	6
17	23/Abr	100	56	40	31	23	17	11	6
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.

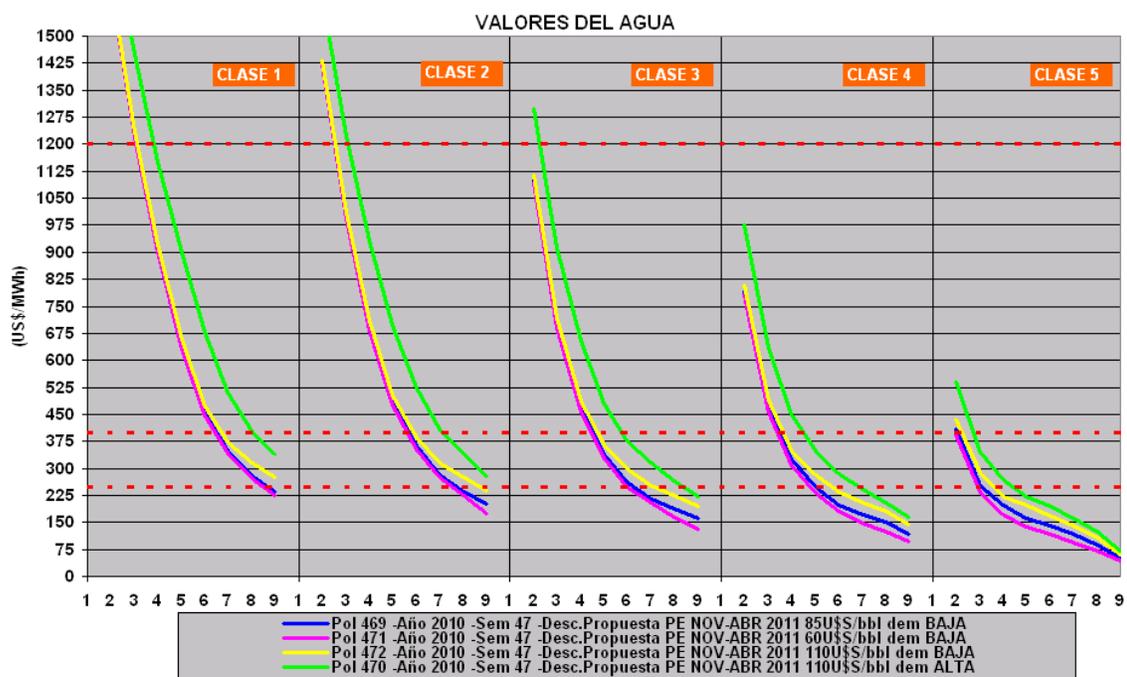
Se muestra a continuación los valores de agua para las diferentes Clases Hidrológicas y Stocks de Bonete para algunas semanas seleccionadas del escenario de referencia definido con precio de barril de 85 USD/barril e incrementos bajos de demanda (4.05% para 2010).



Se muestra a continuación los valores de agua para las diferentes Clases Hidrológicas y Stocks de Bonete para la semana 47/2010 y diversos valores del Barril de Petróleo, 60, 85 y 110 US\$/bbl para demanda baja, así como para el pero caso de combinación demanda- precio de barril.



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 y aplicando el despacho por seguridad y calidad de abastecimiento. Se detallan los diferentes escenarios combustible/demanda analizados.

4.1.- Balance energético y económico

Tabla 7 Balance semestral (semanas 44-2010 a 17-2011) en valor esperado

GENERACIÓN (GWh)	wti-60 - dem-b -	wti-85 - dem-b -	wti-110 - dem-b -	wti-85 - dem-m -	wti-110 - dem-a -
Terra	314	326	335	321	320
Baygorria	229	239	246	235	233
Palmar	648	665	678	657	653
Total Río Negro	1192	1230	1260	1212	1207
Salto Grande	1450	1450	1450	1451	1451
Total Hidráulica	2641	2680	2710	2663	2658
Battle 5ª Unidad	150	146	144	150	154
Battle 6ª Unidad	168	165	149	169	172
Battle Sala B	59	52	36	54	42
PTA TGE GN	0	0	0	0	0
PTA TGE GO	544	542	553	577	627
CTR+TGAA	172	156	152	182	202
Motores	178	172	171	176	179
Total Térmica	1271	1232	1206	1309	1376
S/D	0	0	0	0	0
S/D	0	0	0	0	0
OC EMERGENCIA	0	0	0	0	0
S/D	0	0	0	0	0
CEMSA 1 150 MW	106	116	118	119	124
CONTINGENTE	127	106	97	132	153
GEN DIST	149	149	149	149	149
ARG GN BOL	145	148	151	152	157
BOTNIA	125	125	125	125	126
S/D	0	0	0	0	0
Exportación	-54	-52	-50	-48	-42
FALLA 1	13	18	14	26	27
FALLA 2	2	4	7	7	16
FALLA 3	0	0	0	0	0
FALLA 4	0	0	0	0	0
TOTAL Falla	15	22	21	32	43
Demanda Total	4525	4525	4525	4634	4743



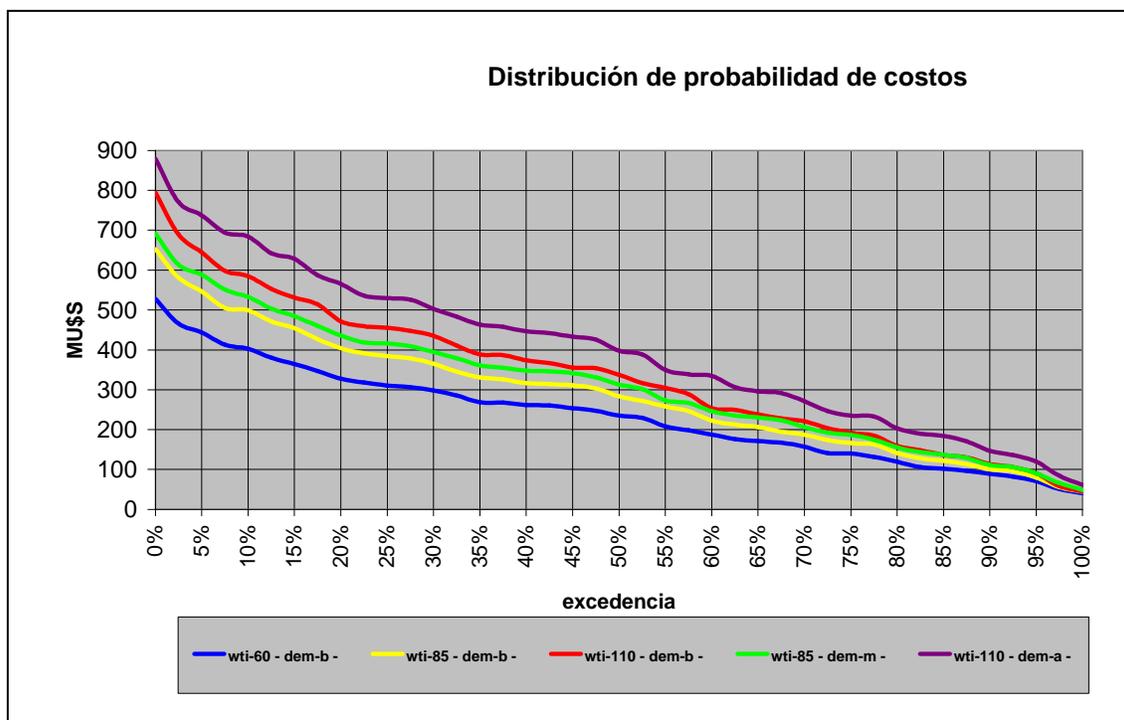
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

COSTO (MUS\$)	wti-60 - dem-b -	wti-85 - dem-b -	wti-110 - dem-b -	wti-85 - dem-m -	wti-110 - dem-a -
Térmico fuel oil	52.9	72.2	86.1	74.4	94.6
Térmico gas oil	106.0	133.2	165.2	145.7	195.7
Térmico gas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Térmico	158.9	205.4	251.3	220.1	290.3
Salto Grande	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5
OC EMERGENCIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CEMSA 1 150 MW	8.6	9.4	9.5	9.6	10.1
CONTINGENTE	23.9	26.1	29.4	32.7	46.4
GEN DIST	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4
ARG GN BOL	11.4	11.7	11.9	12.0	12.4
UPM	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
Exportación	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0
Cargo Fijo	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Total Intercambios	43.9	47.1	50.8	54.2	68.8
Total Autop + otros	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7
FALLA 1	3.9	5.5	4.3	7.7	8.1
FALLA 2	0.6	1.2	2.0	2.0	4.7
FALLA 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FALLA 4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costo Operativo País	230.0	279.8	329.4	301.6	386.5
Costo Total País	234.5	286.5	335.7	311.3	399.3

- En la tabla anterior se incluyen los costos fijos.

En el siguiente gráfico se presentan la distribución de los costos operativos más los costos de falla con los mismos supuestos de la tabla anterior.

Gráfico 3 Distribución de probabilidad de costos para el semestre. (semanas 44-2010 a 17-2011)

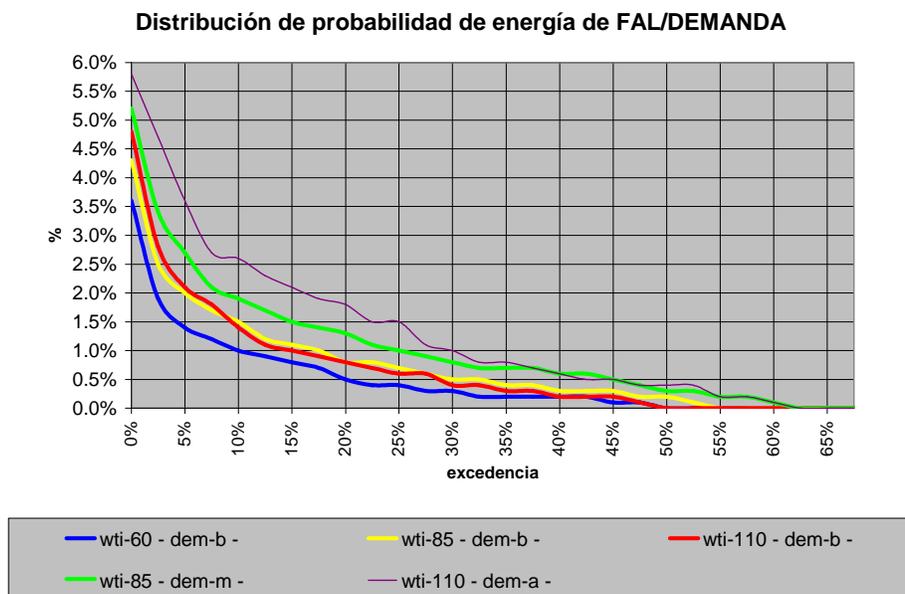


4.2.- Probabilidad de Excedencia de Falla

Se presenta en el siguiente gráfico la distribución de probabilidad de excedencia de energía de falla, en % sobre demanda, 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 entre 50% a 62%.



Gráfico 4 Probabilidad de Excedencia de Falla





4.3.- Precio Marginal

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

El Precio Marginal Promedio topeado a 250 U\$/MWh, para el período es de 147.9 U\$/MWh.

Tabla 8 Distribución de probabilidad del Precio Marginal medio por crónica (U\$/MWh) para el caso de referencia.

US\$/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
0.0%	229.5	232.0	231.9	223.1
10.0%	209.4	211.0	211.0	203.1
20.0%	189.6	192.0	191.6	184.4
30.0%	175.2	179.5	175.3	171.4
40.0%	165.9	168.4	166.6	160.7
50.0%	155.9	158.3	157.1	147.6
60.0%	134.2	142.4	136.3	130.5
70.0%	124.6	128.0	126.1	117.0
80.0%	103.5	111.9	106.2	98.7
90.0%	83.1	92.2	84.6	76.3
100.0%	31.3	51.5	27.1	19.0
promedio	147.9	153.2	148.8	141.4

Tabla 9 Precio marginal medio en el período para el peor caso (U\$/MWh).

US\$/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
promedio	179.9	186.5	180.5	172.8



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 5 Distribución de probabilidad Precio Marginal medio por poste para el caso de referencia (demanda baja y WTI a 85 U\$/bbl).

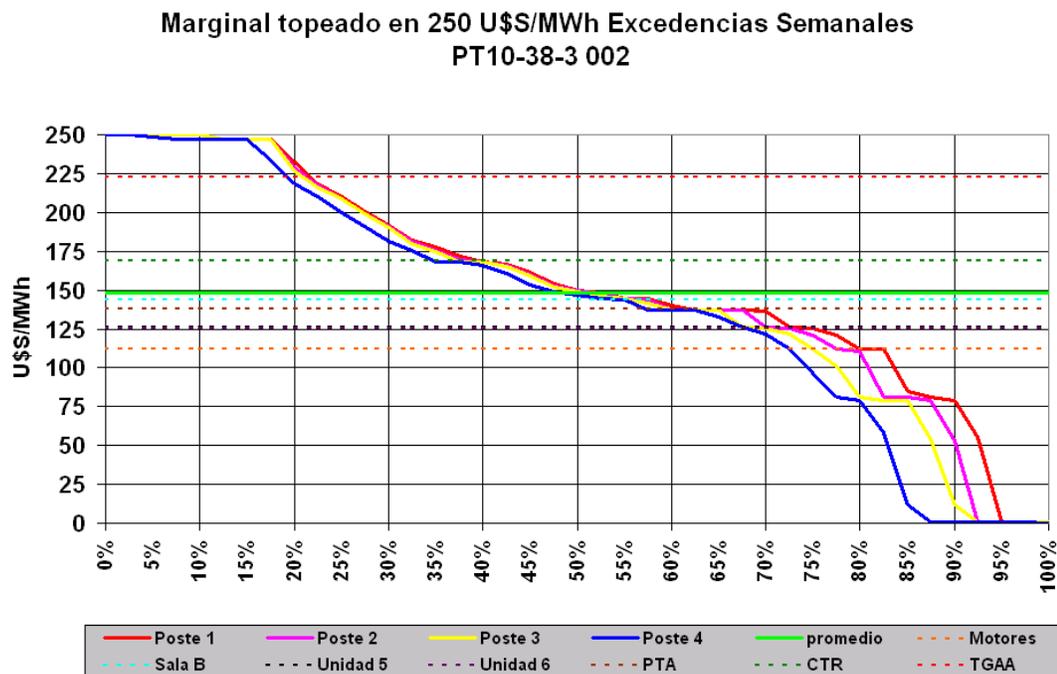
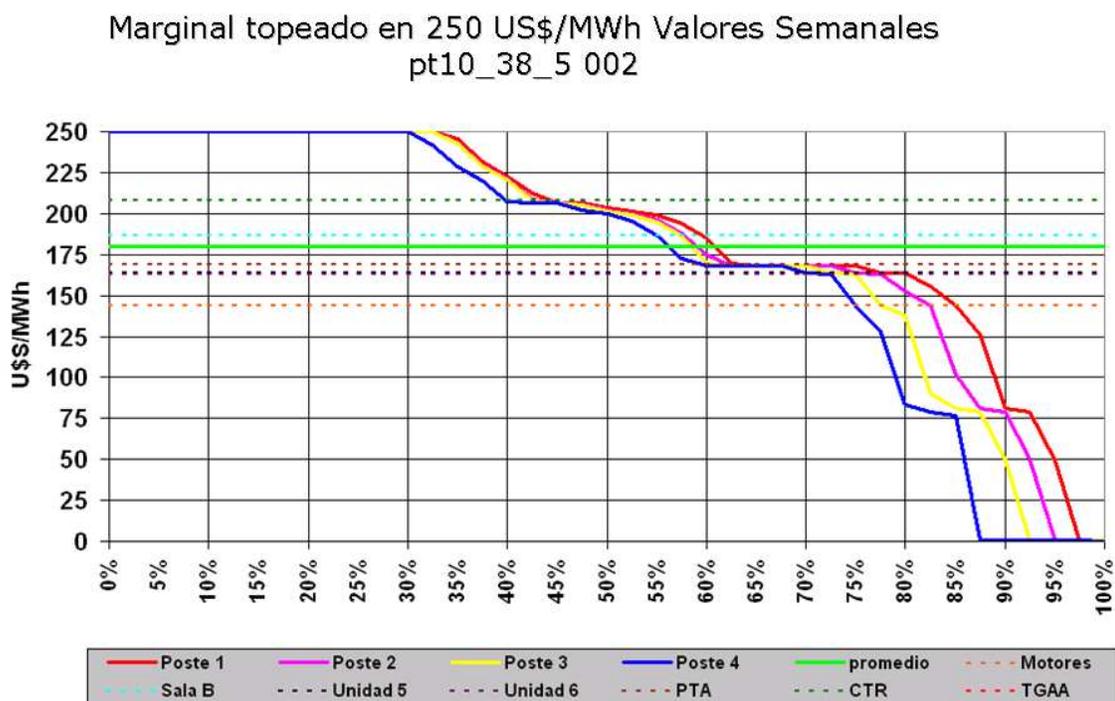


Gráfico 6 Distribución de probabilidad Precio Marginal medio por poste para el peor caso (demanda alta y WTI a 110 U\$/bbl).





ÍNDICE

1.-	Resumen ejecutivo.....	2
2.-	Hipótesis.....	3
2.1.-	Demanda y Falla	3
2.2.-	Combustibles.....	4
2.3.-	Combinación de casos a analizar- demanda/combustible.....	5
2.4.-	Parque Generador.....	6
2.5.-	Comercio internacional.....	11
2.6.-	Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento.....	13
2.7.-	Otras hipótesis, cotas de inicio, períodos y programa utilizado	16
3.-	Política de Operación de Largo Plazo de la Central G. Terra.....	17
3.1.-	Valores del agua de Terra de la optimización.....	17
3.2.-	Comparativos de Valores del agua de Terra de la optimización.	23
4.-	Operación esperada.....	25
4.1.-	Balance energético y económico	25
4.2.-	Probabilidad de Excedencia de Falla.....	27
4.3.-	Precio Marginal.....	29
4.4.-	Precio estabilizado para Distribuidores	30