



Programación Estacional mayo 2012 – octubre 2012

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
18/05/2012	1	Versión preliminar para agentes



Resumen ejecutivo

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

Las hipótesis más relevantes a los efectos de valorar el embalse de G. Terra corresponden a los siguientes supuestos:

- Se analiza el escenario de demanda media previsto para 2012. También se hizo análisis de sensibilidad con los casos de demandas baja y alta (correspondientes a la banda de 70%).
- Se asumen tres alternativas para el precio de referencia del barril de petróleo, Base: 110 US\$/barril, Bajo: 90 US\$/barril y Alto: 120 US\$/barril.
- El escenario de referencia considerado es el que corresponde a una demanda media 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 y a la coyuntura actual en Argentina y Brasil. Esto lleva a considerar únicamente 70 MW con 90% de disponibilidad sólo en las horas de valle desde Brasil y sin respaldo adicional desde Argentina (ya sea en base a generación propia o desde Brasil a través de Garabí).
- Incorporaciones: eólica, a partir de enero de 2014, 75 MW y a partir de julio los restantes 75 MW correspondientes a la licitación eólica por 150 MW y 192 MW adicionales correspondientes a la licitación de ampliación de eólica a partir de enero de 2015. Se modela una expansión adicional en base a eólica por 150 MW a partir de enero de 2015 (corresponden a una estimación conservadora de las intenciones de leasing eólico de UTE por unos 200 MW y los 450 MW de la Convocatoria de eólica III). En cuanto a biomasa, se considera la incorporación de unos 60 MW netos firmes por parte de Montes del Plata (paulatinamente se incorpora potencia a partir de abril de 2013) y 40 MW para enero de 2014 (dos unidades de Bioenergy) y los restantes 160MW hasta completar 200MW de potencia instalada en centrales de biomasa previstos en el decreto 367/010, en forma gradual a partir de enero de 2015 (incluyen ampliación de UPM).

Para la simulación se considera que:

- Se elimina el modelado de los contratos de compra de energía no firme con comercializadores de Argentina
- Se realiza el despacho de fuentes de generación por seguridad y calidad de abastecimiento.
- Se utiliza 72,3 metros como cota mínima de la represa Dr. Gabriel Terra.



Los resultados para el semestre analizado son:

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

- **EDF**

El riesgo esperado de ocurrencia de algún tipo de falla, de mantenerse la situación de respaldo regional actual, es de 98% de probabilidad dada la indisponibilidad programada de unidades de generación considerada.

El riesgo de cortes compulsivos de carga (despacho de escalones de falla 3 y 4) es de 26%.

- **SIMSEE**

De acuerdo al artículo 129 inciso e) del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica se proporciona la previsión de la evolución del Precio Spot del semestre, como el Precio Spot Promedio de los escenarios considerados en cada bloque horario del semestre, ponderado por el consumo previsto en los bloques horarios (se asume plano), lo que arroja un valor de 184,67 USD/MWh.

Hipótesis

Las hipótesis del estudio fueron definidas considerando su relevancia en función del impacto estimado en el período estacional en curso. La representación de los detalles del sistema en plazos superiores a 24 meses más allá del período de análisis fue realizada 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 debido a su incertidumbre muchos escenarios de respaldo entre los que se encuentran:

- El respaldo que Brasil pueda suministrar cuando esté operativa la convertidora de Melo (prevista la finalización de las obras para el 31 de mayo de 2012, se estima que se atrasaría hasta setiembre de 2012) y la línea de 500 kV de interconexión que la vincula al SIN (entre julio y setiembre de 2013). Esta obra que actualmente se encuentra en construcción, deberá ser sometida a los ensayos finales y están pendientes aún los términos comerciales de los posibles intercambios a través de la misma y el levantamiento de las restricciones de transmisión del lado brasileño, lo que no se espera para antes de 2014, aunque en Brasil se postergó la construcción de la línea Santa Rita – Medici en 500 kV para el 2018 por lo que si no se adelanta, hasta esa fecha no se podrá transmitir 500MW sino cantidades menores limitadas por la red.
- Proyecto de planta de regasificación, cuya entrada en servicio se estima no ocurrirá antes de mayo de 2015.

Demanda y Falla

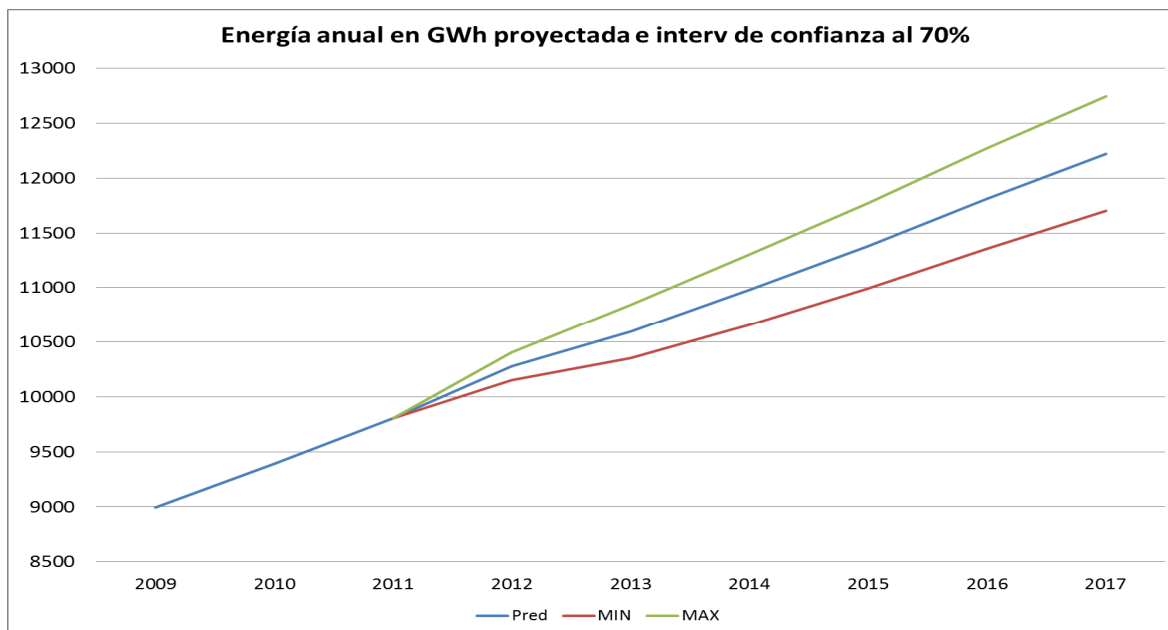
Previsión de demanda

Energías en GWh							
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%	8,995	2.45%	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%	9,394	4.43%	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%	9,805	4.38%	9,805	4.38%
2012	PREVISIÓN	10,277	4.82%	10,151	3.53%	10,404	6.11%
2013	PREVISIÓN	10,597	3.11%	10,351	1.97%	10,842	4.21%
2014	PREVISIÓN	10,982	3.63%	10,661	2.99%	11,303	4.25%
2015	PREVISIÓN	11,381	3.63%	10,992	3.10%	11,770	4.14%
2016	PREVISIÓN	11,813	3.80%	11,356	3.32%	12,270	4.25%
2017	PREVISIÓN	12,223	3.47%	11,702	3.05%	12,744	3.86%

Con respecto a la duración de los postes, 1 y 2 corresponden al pico, 3 al resto y 4 al valle.

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

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





Las demandas para el período semestral resultaron en valores de 5352 GWh para el caso base.

Representación de la falla

Se muestra a continuación la representación de la falla (el valor de Falla 1 se ajustará un 10% superior al costo de generación a gas oil de una central de referencia del tipo de CTR).

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 5	6589	331
Entre 5 y 12.5	7962	400
Entre 12.5 y 20	23886	1200
Entre 20 y 100	39810	2000

Tipo de cambio: 19.905

BCU interbancario vendedor al 20/04/2012

* A los efectos de no despachar Falla (escalón 1) previo a la unidad CTR, para precios de petróleo de 90, 110 y 120 USD/barril, el valor debió ser elevado a 309, 331 y 352 USD/MWh respectivamente. Estos valores se obtienen de incrementar en 10% el costo de una TG de referencia con rendimiento 30% y alimentada con Gas Oil (pretende representar la unidad generadora de porte que es más cara, en el momento actual se trata de CTR).

Combustibles Líquidos

En cuanto al precio del barril de petróleo y de los combustibles derivados, al ser variables sumamente relevantes, se analizan tres alternativas de referencia. Los pronósticos de precio del barril de petróleo se obtienen de la página de la EIA (US Energy Information Administration). A la fecha el barril de crudo se encuentra aproximadamente a 105 USD/barril. Se resuelve considerar un valor base de 110 USD/barril y estudiar la sensibilidad al precio del combustible mediante escenarios con 90 y 120 USD/barril de petróleo (corresponden aproximadamente a una banda que descarta colas del orden de 15 % de probabilidad). Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.

A partir de estos valores se estima un diferencial por tipo de combustible derivado y se incorporan los costos de internación proporcionados por ANCAP.

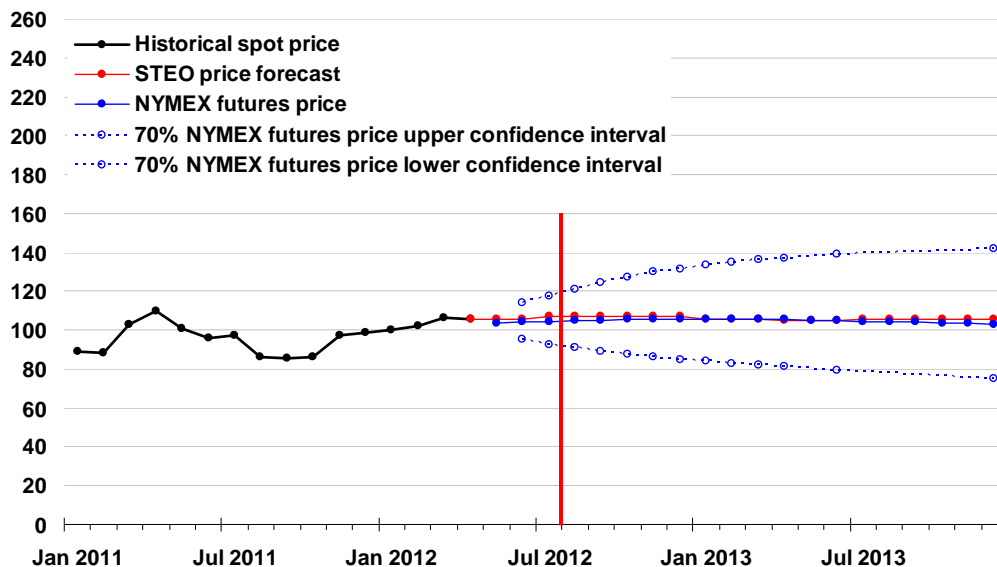
Valores resultantes:

Precio de combustible derivado	Referencia de Barril WTI (USD/barril)		
	90	110	120
Fuel Oil (USD/Ton)	656	750	817
Gas Oil (USD/m3)	849	910	967
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	700	790	918

Densidad de FO y FOM 1.03 Kg/l
1 Barril=158.9872949 litros

West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price

dollars per barrel



Intervals not calculated for months with sparse trading in "near-the-money" options contracts

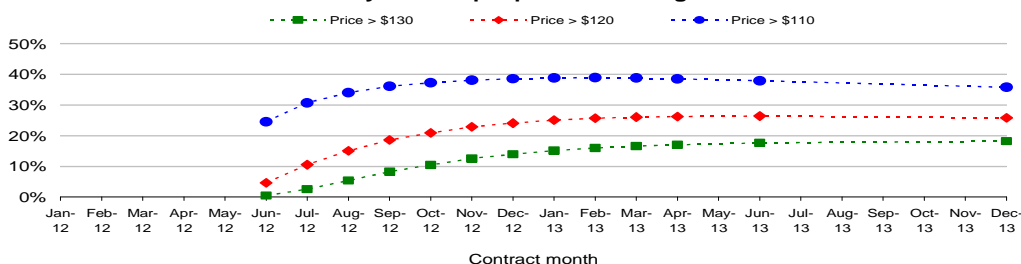
Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending April 5, 2012

Source: Short-Term Energy Outlook, April 2012

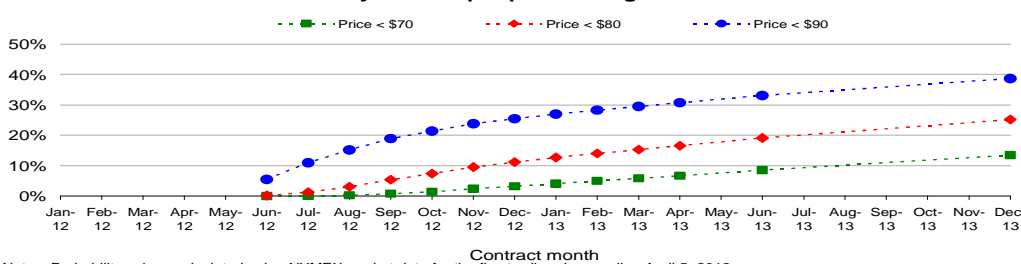


De la misma fuente de información se obtienen las probabilidades de superación de los valores extremos elegidos. Se observa en las gráficas siguientes que las probabilidades de superación de los valores elegidos inferior y superior, se sitúan a mitad de la programación en el entorno del 15%.

Probability of WTI spot price exceeding certain levels



Probability of WTI spot price falling below certain levels



Notes: Probability values calculated using NYMEX market data for the five trading days ending April 5, 2012.

Values not calculated for months with little trading in "close-to-the-money" options contracts.

Source: EIA Short-Term Energy Outlook, April 2012, and CME Group (<http://www.cmegroup.com>)





Combinación de casos a analizar- demanda/combustible

Demanda\Combustible	90 (USD/barril)	110 (USD/barril)	120 (USD/barril)
3.53%	√		
4.82%		√	
6.11%			√

El caso central es el caso base, los restantes se corren a los efectos de análisis de sensibilidad.

Restricciones de abastecimiento

No se consideran restricciones en el abastecimiento de combustible en el período a considerar.

Gas Natural.

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

Parque térmico

Datos técnicos.

La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios.

Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre. Se pospuso para enero de 2014 la entrada en servicio de la primera turbina, quedando para la semana 18 de 2014 el ingreso al sistema de la segunda turbina y la combinación del ciclo se prevé para la semana 9 de 2016 (incrementándose la potencia a 500 MW, con un rendimiento a plena carga de 52.5%, una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 USD/MWh).

Valores a ingresar en el modelo, WTI 90 U\$S/bbl							
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (U\$S/MWh)	Variable Total pleno U\$S/MWh	Variable Total mínimo U\$S/MWh
C. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	169.4	169.4
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	243.0	315.3
C. Batlle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	196.9	237.6
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	199.2	254.3
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	234.4	358.6
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	291.3	592.8
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	380.9	475.2
PTB - ciclo combinado	170.0	30.0	241.10	241.10	3.50	245.7	245.7



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Valores a ingresar en el modelo, WTI 110 U\$S/bbl							
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (U\$S/MWh)	Variable Total pleno U\$S/MWh	Variable Total mínimo U\$S/MWh
C. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	189.6	189.6
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	280.4	364.4
C. Batlle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	226.4	273.7
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	229.4	293.3
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	250.6	383.7
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	311.9	635.1
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	408.0	509.1
PTB - ciclo combinado	170.0	30.0	241.10	241.10	3.50	263.1	263.1

Valores a ingresar en el modelo, WTI 120 U\$S/bbl							
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (U\$S/MWh)	Variable Total pleno U\$S/MWh	Variable Total mínimo U\$S/MWh
C. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	218.4	218.4
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	304.5	396.0
C. Batlle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	245.4	296.9
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	248.8	318.4
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	265.8	407.2
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	331.2	674.6
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	433.3	540.7
PTB - ciclo combinado	170.0	30.0	241.10	241.10	3.50	279.4	279.4

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 se resuelve conservar los valores de disponibilidad que se usaron en el PAM de abril 2012. Se adjunta el cuadro de valores reales registrados en el período 01-01-2012 a 27-04-2012 y que contiene los valores adoptados (violeta).

*CTR1 indisponible forzada desde 19/02/2012. En el modelo las indisponibilidades forzadas de larga duración se representan directamente indisponiendo la unidad y por tanto se toma como valor representativo de indisponibilidad fortuita el correspondiente al F.R. de CTR2.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Factor de respuesta de unidades térmicas TV

Fecha inicio	01-01-2012	dias																118	
Fecha fin	27-04-2012																		
	5TA	6TA	SB	M.C.B.	PT11	PT12	PT13	PT14	PT15	PT16	CTR1	CTR2	TGAA	TV	PTI	CTR	TGs	TER	
E Convocado GWh	218.6	325.7	138.8	226.6	135.8	135.1	135.4	135.1	135.1	135.9	283.1	281.6	7.6	909.6	812.4	564.7	1377.1	2294.4	
E Generado GWh	164.0	255.9	75.0	187.5	102.9	110.6	117.4	108.8	106.3	73.6	85.2	226.6	0.0	682.4	619.6	311.8	931.4	1613.8	
P Conv (MWmed)	77.2	115.0	49.0	80.0	47.9	47.7	47.8	47.7	47.7	48.0	100.0	99.4	2.7	321.2	286.9	199.4	486.3	810.2	
P Gen (MWmed)	57.9	90.4	26.5	66.2	36.3	39.1	41.4	38.4	37.5	26.0	30.1	80.0	0.0	241.0	218.8	110.1	328.9	569.8	
FR	75.0%	78.6%	54.0%	82.7%	75.8%	81.8%	86.7%	80.5%	78.7%	54.2%	30.1%	80.5%	0.5%	75.0%	76.3%	55.2%	67.6%	70.3%	
Disponibilidad fortuita en modelo	70%	70%	60%	85%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	50%		80%	80%		76%	
POTENCIA MODELO	77	115	49	80	48	48	48	48	48	48	102	102	15					828	
CONVOCATORIA	100%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.4%	99.6%	99.4%	99.4%	100.0%	98.0%	97.5%	17.9%		99.6%	97.7%		97.8%	

- Como criterio general se adoptó la siguiente tabla de valores base para la indisponibilidad fortuita.

	CBO Sala B	CBO 5ta U	CBO 6ta U	CBO Motores	Punta del Tigre	CTR La Tablada	TGAA
Coef de Disponibilidad (%)	60%	70%	70%	85%	80%	80%	50%

Mantenimiento programado

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

Unidades de Generación Térmica de UTE

En la figura siguiente se indica el plan de mantenimiento programado aprobado para el período abril 2012 - marzo 2013 de las unidades térmicas de UTE, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- En la Central Motores de Central Batlle continúa indisponible la unidad 8 estimándose la fecha de fin de los trabajos para el 2 de mayo de 2012.
- CTRs: los trabajos sobre la unidad 1 la mantendrán indisponible por lo menos hasta el 31 de mayo (aún se está evaluando la situación, los trabajos podrían extenderse por varios meses. En el caso base se modela la indisponibilidad hasta la semana 27 de 2012). Los trabajos que involucran personal externo a UTE requieren un preaviso de 1 mes en caso de necesitarse un cambio en las fechas previstas.
- CB5: se encuentra pendiente el lavado químico, que se había programado para marzo de 2012. Este trabajo se había reprogramado para mayo de 2012, pero fue postergado para Octubre. Se deben maximizar los esfuerzos para evitar una indisponibilidad en el invierno.
- CB6: se confirma la realización del mantenimiento mayor de 3 meses de duración para el período setiembre – noviembre de 2012.

Parque hidráulico

Centrales hidráulicas del Río Negro

Sobre las unidades hidráulicas se destaca la reparación en curso sobre la unidad 1 de Central Baygorria. La reparación provisoria dejaría disponible la unidad para el 30 de abril. Los demás trabajos previstos sobre las unidades hidráulicas no tendrán impacto significativo sobre el sistema debido a su duración y flexibilidad en las ventanas temporales solicitadas (es posible ubicarlos en momentos propicios para el sistema).

Central Salto Grande

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

Coefficientes de disponibilidad 99% para todas las centrales.

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 utilizados. Se representó la generación prevista descontados los consumos propios. La política seguida al considerar las ampliaciones del parque generador es incluir únicamente proyectos en los que se han completado algunas etapas de su ejecución.

Eólica:

Las potencias autorizadas son:

	Potencia Instalada(MW)	Potencias autorizadas (MW)			
		2012	2013	2014	2015
Agroland	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
Caracoles 1	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Nuevo Manantial 1	9.00	7.80	7.80	7.80	7.80
Nuevo Manantial 2	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Caracoles 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Kentilux	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Kentilux-Ampliación	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20
Amplin 2	7.50	---	---	7.35	7.35
Amplin 3	7.50	---	---	7.35	7.35
Llamado 150 MW - Ampliación	150.00	---	---	150.00	150.00
Llamado 150 MW - Ampliación.Eo. II	192.00	---	---	---	192.00
Expansión eólica adicional	150.00	---	---	---	150.00
TOTALES		49.30	49.30	214.00	556.00

Se utilizaron las siguientes potencias equivalentes:

	Potencia Instalada(MW)	Potencias promedio anuales equivalentes (MW)			
		2012	2013	2014	2015
Agroland	0.30	0.03	0.05	0.05	0.05
Caracoles 1	10.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Nuevo Manantial 1	9.00	1.35	1.35	1.35	1.35
Nuevo Manantial 2	4.00	0.72	0.72	0.72	0.72
Caracoles 2	10.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Kentilux	10.00	3.49	3.49	3.49	3.49
Kentilux-Ampliación	7.20	0.39	2.52	2.52	2.52
Amplin 2	7.50	0.00	0.00	1.16	2.63
Amplin 3	7.50	0.00	0.00	1.16	2.63
Llamado 150 MW - Ampliación	150.00	0.00	0.00	39.38	52.50
Llamado 150 MW - Ampliación.Eo. II	192.00	0.00	0.00	0.00	50.40
Expansión eólica adicional	150.00	0.00	0.00	0.00	39.38
TOTALES		13.98	16.13	57.83	163.66

Biomasa:

Las potencias autorizadas son:

	Potencia Instalada(MW)	Potencias autorizadas (MW)			
		2012	2013	2014	2015
Las Rosas	1.20	1.00	1.00	1.00	1.00
Fenirol	10.00	8.80	8.80	8.80	8.80
Weyerhaeuser	12.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Bioener	12.00	11.50	11.50	11.50	11.50
Alur	10.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Galofer	14.00	12.50	12.50	12.50	12.50
Liderdat	5.00	4.85	4.85	4.85	4.85
Ponlar	7.50	7.00	7.00	7.00	7.00
Llamado biomasa <20MW	40.00	---	---	40.00	40.00
Llamado biomasa <20MW	160.00	---	---	---	160.00
UPM	120.00	40.00	40.00	40.00	40.00
Montes del Plata	200.00	---	60.00	60.00	60.00
TOTALES		95.65	155.65	195.65	355.65

Se utilizaron las siguientes potencias equivalentes:

	Potencia Instalada(MW)	Potencias promedio anuales equivalentes (MW)			
		2012	2013	2014	2015
Las Rosas	1.20	0.05	0.15	0.15	0.15
Fenirol	10.00	3.08	6.16	6.16	6.16
Weyerhaeuser	12.00	2.50	3.50	3.50	3.50
Bioener	12.00	5.75	8.05	8.05	8.05
Alur	10.00	0.50	0.51	0.50	0.50
Galofer	14.00	7.50	8.75	8.75	8.75
Liderdat	5.00	1.09	2.56	2.55	2.55
Ponlar	7.50	1.08	4.90	4.90	4.90
Llamado biomasa <20MW	40.00	0.00	0.00	20.00	28.00
Llamado biomasa <20MW	160.00	0.00	0.00	0.00	80.00
UPM	120.00	26.86	26.89	26.86	26.86
Montes del Plata	200.00	0.00	50.94	60.00	60.00
TOTALES		48.41	112.41	141.42	229.42

Fósil

	Potencia Instalada(MW)	Potencias autorizadas (MW)			
		2012	2013	2014	2015
UTE Diesel	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Zendaleather	3.72	3.20	3.20	3.20	3.20
TOTALES		9.20	9.20	9.20	9.20

Se utilizaron las siguientes potencias equivalentes:

	Potencia Instalada(MW)	Potencias promedio anuales equivalentes (MW)			
		2012	2013	2014	2015
UTE Diesel	6.00	0.12	0.12	0.12	0.12
Zendaleather	3.72	0.80	0.80	0.80	0.80
TOTALES		0.92	0.92	0.92	0.92

Factores de utilización

Los factores de utilización utilizados para representar la potencia equivalente de los generadores distribuidos fueron los siguientes:

Generador	F.U. en el primer año simulado	F.U. en el largo plazo
Las Rosas	5%	15%
Liderdat	30%	70%
ERT (Fenirol)	35%	70%
Bioener	50%	70%
Alur	15%	15%
Wayerhaeuser	50%	70%
Galofer	60%	70%
Ponlar	20%	70%
Montes del Plata (60 MW netos a partir de 2013)	100%	100%
200 MW Biomasa: 1ra etapa	50%	70%
200 MW Biomasa: 2da etapa	50%	70%
UPM (30 MW)	95%	95%
Agroland	10%	20%
Nuevo Manantial 1	15%	15%
Caracoles 1	40%	40%
Nuevo Manantial 2	18%	18%
Llamado 150 MW Eólica	35%	35%
Caracoles 2	40%	40%
Amplin 2	35%	35%
Amplin 3	35%	35%
Kentilux	35%	35%
Llamado 150 MW eólica Ampliación	35%	35%
Kentilux Ampliación	35%	35%
UTE Diesel	2%	2%
Zendaleather	25%	25%

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

Año	Pot Equivalente (MW)	Pot Instalada (MW)
2012	63.30	154.15
2013	129.47	214.15
2014	200.17	418.85
2015	394.00	920.85

Red de Trasmisión

El cambio de conexión de la Central Punta del Tigre a la nueva estación Brujas 500kV se postergó, actualizándose la fecha de fin a mediados de julio de 2012. Este trabajo tendría una duración máxima de una semana indisponiendo completamente la extracción de potencia de esta central, estando en consideración del equipo de proyecto la instalación de una línea de emergencia. Debido a que este trabajo es coordinable y postergable no fue representado.

Comercio internacional

Intercambios de Energía:

Importación Contingente:

Para el año 2012 y 2013 se supondrá sin respaldo de importación de Argentina en el invierno. Para el resto del año (semanas 1 a 17 y 41 a 52) se supondrán 200MW con 65% de disponibilidad.

Para el año 2014 se vuelven a considerar las hipótesis del año 2011.

Con respecto a la importación de Brasil por Rivera, se supondrá disponible una potencia de 70MW sólo en horas de valle con 90% de disponibilidad a un precio de PTA más 10% fuera del invierno.

Modelado de Importación

Optimización y simulación

- **Importación total a través de Argentina año 2012 y 2013**
 - Semanas 1 a 17 y 41 a 52
 - 200MW a Costo Variable de CTR+10% U\$/MWh salvo que este valor supere falla 1 en cuyo caso se utiliza el valor falla1 – 1 U\$/MWh.
 - 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- **Importación total a través de Argentina año 2014**
 - Semanas 18 a 40
 - 140MW a Costo de falla1 -1 U\$/MWh
 - 50% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
 - Resto de las Semanas
 - 200MW a Costo Variable de CTR+10% U\$/MWh salvo que este valor supere falla 1 en cuyo caso se utiliza el valor falla1 – 1 U\$/MWh.
 - 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.



- Importación a través de Conversora de Rivera (en todo el horizonte temporal)
Semanas 1 a 17 y 41 a 52 en horas valle (poste 4)
70 MW a costo de PTA +10%
90% de disponibilidad

Exportación

Optimización: no disponible

Simulación: Se permite sólo la exportación de excedentes de energía hidráulica no embalsable en las siguientes condiciones:

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

RESULTADOS USANDO MODELO EDF

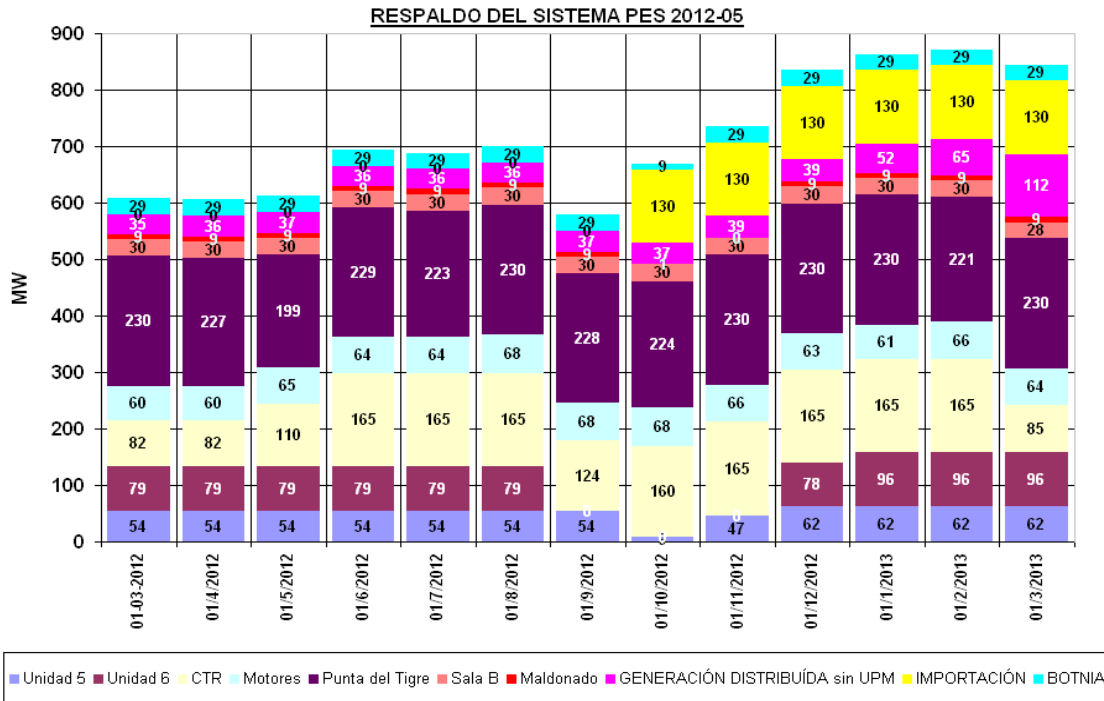
Simulación: Cotas de inicio y otros

- Semana inicio 18/2012 (28/04/2012).
- Cotas de inicio
Terra: 77.00 m (estimada)
- Resultados Período de Simulación: Semanas 18/2012 a 43/2012.
- Período de Optimización: 2012-2015
- 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: 7.9

Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento (DCSA)

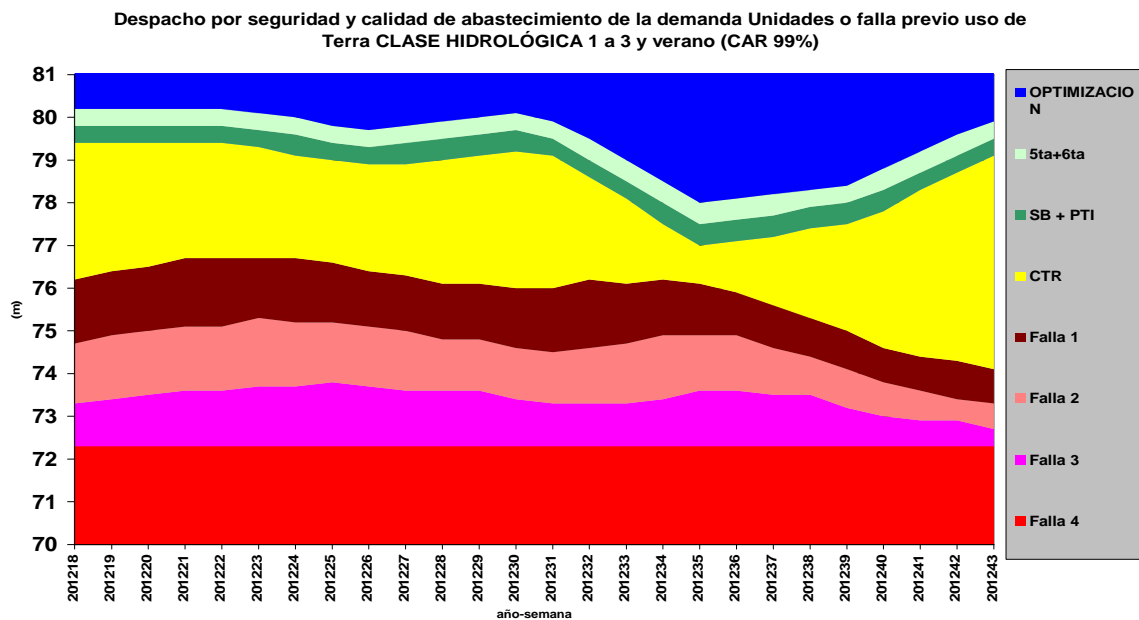
Se optimizará el embalse de Terra entre las cotas 72.3 y 81 m, en 8 pasos de stock. Las reservas almacenadas entre la cota 70 y 72.3 m se consideran de carácter estratégico para ser usadas sólo en caso de emergencia. La metodología de cálculo corresponde a la misma utilizada en la programación anterior.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

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



Se presenta en las siguientes gráficas la CAR¹ según la clase hidrológica y el despacho de falla.

Gráfico 1 Despacho por calidad y CAR 99%



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

Gráfico 2 Despacho por calidad y CAR 98%

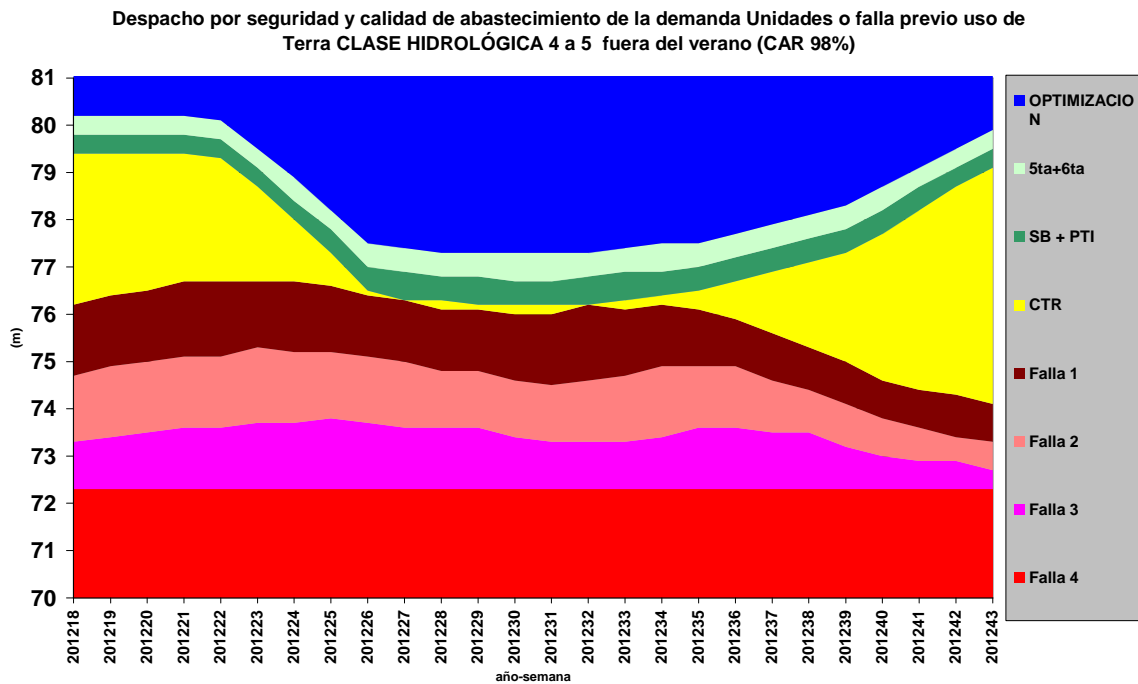


Tabla 1 Cota de Terra para aplicación del DCSA² y restringir vertimiento

La restricción de vertimiento no fue representada en la simulación.

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

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

Valores del agua de Terra de la optimización.

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

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

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

² DCSA – Despacho por Calidad y Seguridad de Abastecimiento.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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

VALORES DEL AGUA (U\$\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1086	1086	1086	1086	1086	1086	1086	1086
	CLASE	1	1	1	1	1	1	1	1
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	226	226	226	226	226	226	226	226
	CTR	312	312	312	312	312	312	312	312
	FALLA 1	331	331	331	331	331	331	331	331
semana	Fecha inicial								
18	28-Apr	1850	1410	1040	760	550	430	350	291
19	5-May	1810	1350	960	700	510	400	326	280
20	12-May	1700	1210	830	610	460	360	301	258
21	19-May	1580	1060	730	540	400	330	283	240
22	26-May	1760	1260	890	630	470	380	323	279
23	2-Jun	1650	1130	780	550	420	350	302	259
24	9-Jun	1630	1100	740	530	410	350	299	260
25	16-Jun	1500	980	650	480	390	326	283	245
26	23-Jun	1520	980	640	470	380	325	290	252
27	30-Jun	1370	880	570	430	360	310	278	238
28	7-Jul	1320	830	540	410	350	300	270	235
29	14-Jul	1250	760	510	390	336	293	261	230
30	21-Jul	1190	740	500	390	334	291	265	223
31	28-Jul	1200	740	500	390	340	296	269	229
32	4-Aug	1240	750	510	400	350	302	275	232
33	11-Aug	1230	740	510	410	350	307	280	233
34	18-Aug	1140	680	490	400	340	299	271	213
35	25-Aug	1130	660	480	390	340	296	270	218
36	1-Sep	1040	630	470	380	335	293	263	211
37	8-Sep	1090	650	490	400	340	302	267	221
38	15-Sep	980	630	480	390	340	297	266	212
39	22-Sep	1030	690	520	410	350	312	283	222
40	29-Sep	1040	730	540	420	360	316	287	226
41	6-Oct	1070	750	550	430	360	321	291	246
42	13-Oct	1140	800	580	450	380	328	299	260
43	20-Oct	1210	840	610	460	390	340	304	263
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 2

VALORES DEL AGUA (U\$\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1086	1086	1086	1086	1086	1086	1086	1086
	CLASE	2	2	2	2	2	2	2	2
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	226	226	226	226	226	226	226	226
	CTR	312	312	312	312	312	312	312	312
	FALLA 1	331	331	331	331	331	331	331	331
semana	Fecha inicial								
18	28-Apr	1620	1130	790	570	430	340	276	231
19	5-May	1640	1150	790	570	430	340	281	238
20	12-May	1600	1080	730	530	410	323	273	233
21	19-May	1430	910	620	460	350	291	251	210
22	26-May	1180	620	410	323	269	232	203	164
23	2-Jun	1070	560	390	315	262	230	199	156
24	9-Jun	940	480	350	293	250	226	193	147
25	16-Jun	900	470	340	287	249	220	185	137
26	23-Jun	780	390	306	262	236	210	178	129
27	30-Jun	730	400	311	267	237	211	178	128
28	7-Jul	770	440	327	278	250	216	185	140
29	14-Jul	920	510	370	307	270	235	204	167
30	21-Jul	870	480	360	306	270	238	209	167
31	28-Jul	740	440	340	296	257	232	199	152
32	4-Aug	710	420	331	289	254	227	192	142
33	11-Aug	690	410	331	289	257	230	197	142
34	18-Aug	750	430	350	299	272	240	206	151
35	25-Aug	750	440	360	311	275	245	209	151
36	1-Sep	730	460	370	318	282	246	213	153
37	8-Sep	710	460	370	319	284	252	207	151
38	15-Sep	740	500	400	340	298	265	227	169
39	22-Sep	730	500	400	340	299	274	240	180
40	29-Sep	770	540	420	350	309	283	256	203
41	6-Oct	870	590	450	370	322	294	267	229
42	13-Oct	890	600	460	370	325	293	271	229
43	20-Oct	900	610	460	370	323	294	270	234
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

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

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1086	1086	1086	1086	1086	1086	1086	1086
	CLASE	3	3	3	3	3	3	3	3
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	226	226	226	226	226	226	226	226
	CTR	312	312	312	312	312	312	312	312
	FALLA 1	331	331	331	331	331	331	331	331
semana	Fecha inicial								
18	28-Apr	1160	620	390	298	240	201	169	136
19	5-May	1010	490	320	253	214	179	153	117
20	12-May	900	420	285	230	200	169	144	104
21	19-May	820	400	278	231	199	169	140	93
22	26-May	810	380	259	224	191	163	135	97
23	2-Jun	720	340	253	220	191	163	134	92
24	9-Jun	610	299	233	205	177	150	120	76
25	16-Jun	570	308	241	215	189	162	130	82
26	23-Jun	550	314	252	221	198	170	137	87
27	30-Jun	560	324	258	229	205	176	142	94
28	7-Jul	560	331	268	234	209	177	143	93
29	14-Jul	490	315	256	232	205	173	134	92
30	21-Jul	440	290	246	225	199	167	127	81
31	28-Jul	440	293	248	224	199	165	123	74
32	4-Aug	480	304	255	233	205	172	128	80
33	11-Aug	450	301	257	230	205	170	124	74
34	18-Aug	480	301	264	234	207	170	125	70
35	25-Aug	520	319	278	246	220	185	136	76
36	1-Sep	480	323	286	252	230	195	142	77
37	8-Sep	490	350	296	262	236	205	149	81
38	15-Sep	500	360	307	276	244	223	174	97
39	22-Sep	540	380	322	287	262	234	195	112
40	29-Sep	560	400	333	292	275	246	220	152
41	6-Oct	650	440	360	306	289	264	239	193
42	13-Oct	690	460	370	314	290	270	241	204
43	20-Oct	740	490	390	323	295	275	249	215
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

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

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1086	1086	1086	1086	1086	1086	1086	1086
	CLASE	4	4	4	4	4	4	4	4
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	226	226	226	226	226	226	226	226
	CTR	312	312	312	312	312	312	312	312
	FALLA 1	331	331	331	331	331	331	331	331
semana	Fecha inicial								
18	28-Apr	560	276	191	152	123	99	81	62
19	5-May	550	264	190	153	125	100	81	61
20	12-May	520	263	192	156	125	99	82	59
21	19-May	490	250	187	151	121	95	78	52
22	26-May	460	241	179	148	119	93	75	46
23	2-Jun	410	221	170	142	113	87	68	40
24	9-Jun	390	214	170	143	115	89	66	36
25	16-Jun	313	205	166	139	110	84	59	30
26	23-Jun	310	202	165	137	107	80	57	27
27	30-Jun	280	206	170	141	111	80	60	32
28	7-Jul	260	204	171	142	112	80	57	31
29	14-Jul	288	211	178	149	119	87	59	36
30	21-Jul	310	227	194	166	135	102	69	42
31	28-Jul	340	234	203	174	143	109	73	46
32	4-Aug	360	247	216	190	157	119	80	51
33	11-Aug	350	247	225	198	165	125	82	50
34	18-Aug	360	250	228	200	167	126	82	43
35	25-Aug	360	249	227	200	167	128	79	41
36	1-Sep	327	256	235	213	184	144	93	42
37	8-Sep	340	273	239	222	197	158	102	41
38	15-Sep	370	286	250	231	210	176	125	59
39	22-Sep	400	302	265	237	224	194	150	78
40	29-Sep	410	322	278	250	238	210	173	100
41	6-Oct	420	318	285	249	238	216	183	127
42	13-Oct	460	340	298	263	243	226	195	142
43	20-Oct	480	340	300	266	241	224	195	142
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

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	1086	1086	1086	1086	1086	1086	1086	1086
	CLASE	5	5	5	5	5	5	5	5
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	226	226	226	226	226	226	226	226
	CTR	312	312	312	312	312	312	312	312
	FALLA 1	331	331	331	331	331	331	331	331
semana	Fecha inicial								
18	28-Apr	193	106	75	56	41	29	20	12
19	5-May	181	96	67	49	36	24	15	9
20	12-May	184	95	67	49	34	21	13	7
21	19-May	185	97	69	50	34	21	11	5
22	26-May	185	108	78	58	41	26	14	6
23	2-Jun	207	114	85	63	46	29	16	6
24	9-Jun	189	119	90	68	49	32	18	7
25	16-Jun	177	125	95	71	52	34	19	8
26	23-Jun	192	130	100	75	55	37	21	8
27	30-Jun	183	139	108	82	61	42	24	10
28	7-Jul	198	148	116	89	66	46	27	12
29	14-Jul	204	153	122	93	70	48	28	14
30	21-Jul	196	153	122	93	68	47	26	12
31	28-Jul	205	161	131	101	73	50	28	13
32	4-Aug	207	168	137	104	74	51	28	12
33	11-Aug	212	179	147	114	79	55	31	13
34	18-Aug	232	189	158	124	88	60	34	14
35	25-Aug	243	198	167	133	95	65	37	15
36	1-Sep	239	204	173	140	102	67	38	15
37	8-Sep	239	212	182	150	112	73	39	14
38	15-Sep	239	222	192	161	122	81	44	16
39	22-Sep	249	230	203	170	133	90	50	19
40	29-Sep	265	231	213	181	146	102	56	20
41	6-Oct	285	248	224	200	167	126	76	31
42	13-Oct	302	259	235	217	188	152	103	48
43	20-Oct	320	270	245	226	200	168	125	65
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

Operación esperada (modelo EDF)

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

Balance energético y económico

Tabla 7 Balance semestral (semanas 18-2012 a 43-2012) en valor esperado

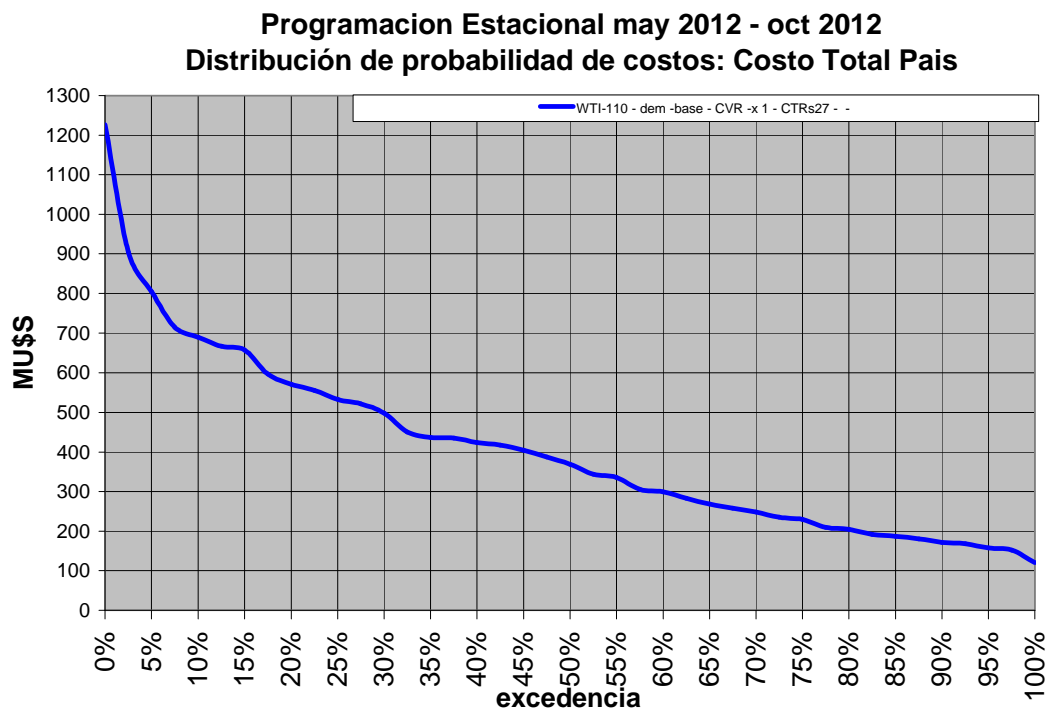
GENERACIÓN (GWh)	WTI-110 - dem -base - CVR -x 1 - CTRs27 - -
Terra	366
Baygorria	260
Palmar	908
Total Río Negro	1534
Salto Grande	2170
Total Hidráulica	3703
Battle 5ª Unidad	145
Battle 6ª Unidad	176
Battle Sala B	50
PTA TGE GN	0
PTA TGE GO	574
CTR+TGAA	178
Motores	200
Total Térmica	1323
CEMSA I +GMSA	0
RIVERA 70 MW	2
CONTINGENTE INV	0
CEMSA II	0
CONTINGENTE RESTO	5
GEN DIST	160
BOTNIA	130
Exportación	-94
FALLA 1	54
FALLA 2	47
FALLA 3	14
FALLA 4	9
TOTAL Falla	123
Demanda Total	5352

Notas:

- Se valoriza la generación distribuida y los autoprodutores a 90 US\$/MWh.
- Todos los escalones de falla se valoraron a 400 US\$/MWh.
- Se valoriza la exportación a 15 U\$/MWh.
- En la tabla anterior los costos fijos se estiman en 215000 U\$/mes y consideran únicamente los costos asociados al uso de Conversora Rivera.

En el siguiente gráfico se presentan la distribución de los costos total país con los mismos supuestos de la tabla anterior.

Gráfico 3 Distribución de probabilidad de costos totales del país para el semestre. (semanas 44-2011 a 17-2012)

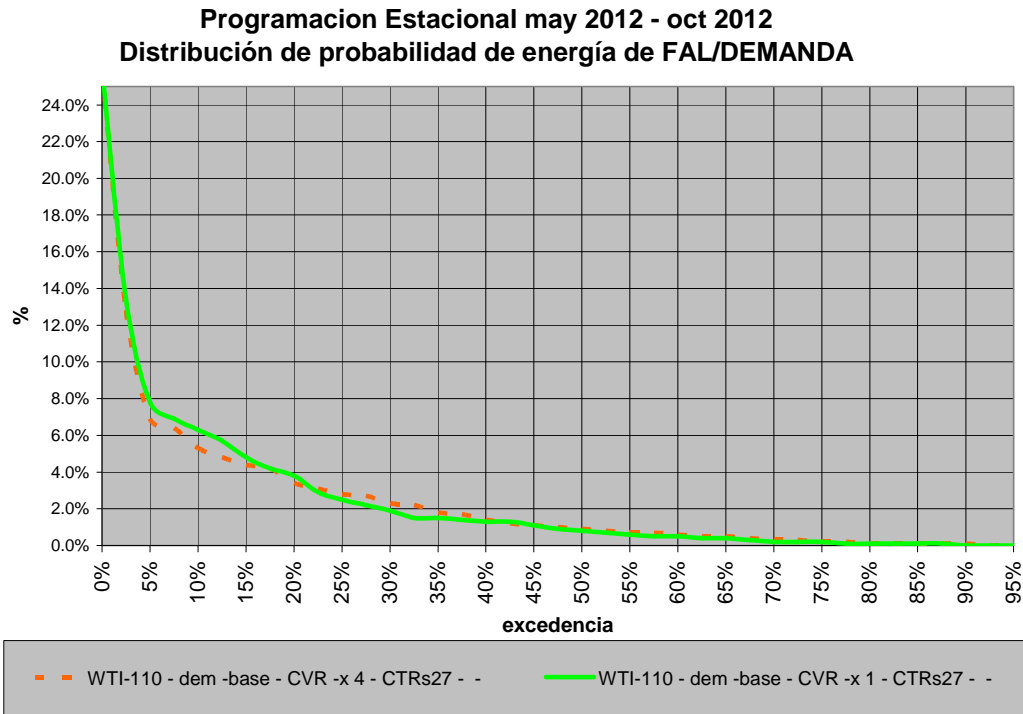


Probabilidad de Excedencia de Falla

Falla global en el período estacional

Se presenta en el siguiente gráfico la distribución de probabilidad de excedencia de energía de falla para el período (semanas 18 de 2012 a 43 de 2012), en % sobre la demanda del período.

Gráfico 4 Probabilidad de Excedencia de Falla



Cantidad de crónicas que superan cada escalón de falla, para la siguiente representación de la falla (cuando se usa esta representación se indica en los cuadros y gráficas como "CVR x4")³:

Tabla 8: representación de la Falla

Falla 1	2.0 %	331 U\$/MWh
Falla 2	5.0 %	400 U\$/MWh
Falla 3	7.5 %	4800 U\$/MWh
Falla 4	85.5 %	8000 U\$/MWh

Falla promedio en 5 semanas. CVR x4, sin respaldo imp. Invierno.	
semanas 18 a 43 2012	
Cantidad de crónicas que superan:	PES mayo 2012
Falla 1	98
Falla 2	67
Falla 3	26
Falla 4	11

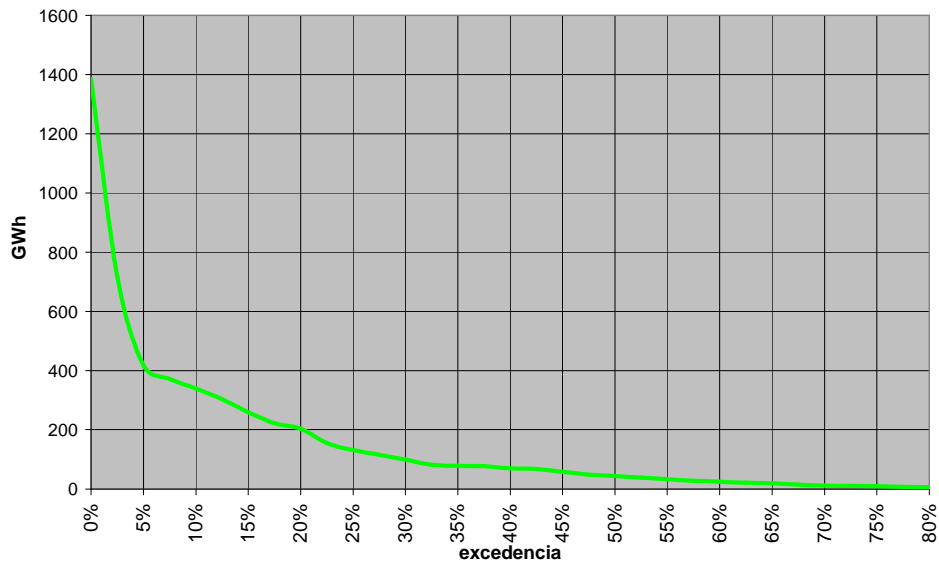
Se observa que la probabilidad de ocurrencia de algún tipo de restricción al consumo en el período se sitúa en el 98%, alcanzándose una profundidad máxima en torno al 25% sin respaldo adicional. Se estima en unos

³ Se considera que esta representación es más aproximada a las condiciones actuales del sistema que los valores vigentes.

200MW medios el respaldo adicional para lograr una curva de excedencia de falla similar a la de períodos anteriores (falla máxima del orden de 13% y probabilidad de alcanzar falla en el orden del 45%).

La distribución de falla en energía puede verse en el siguiente gráfico.

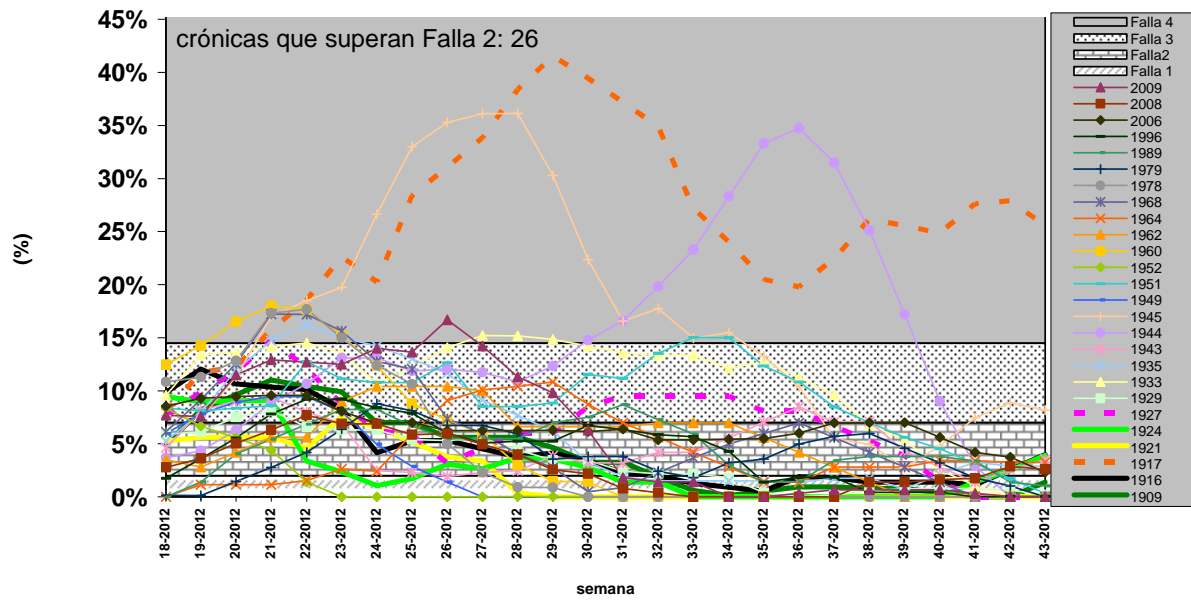
Programacion Estacional may 2012 - oct 2012
Distribución de probabilidad de energía de FAL



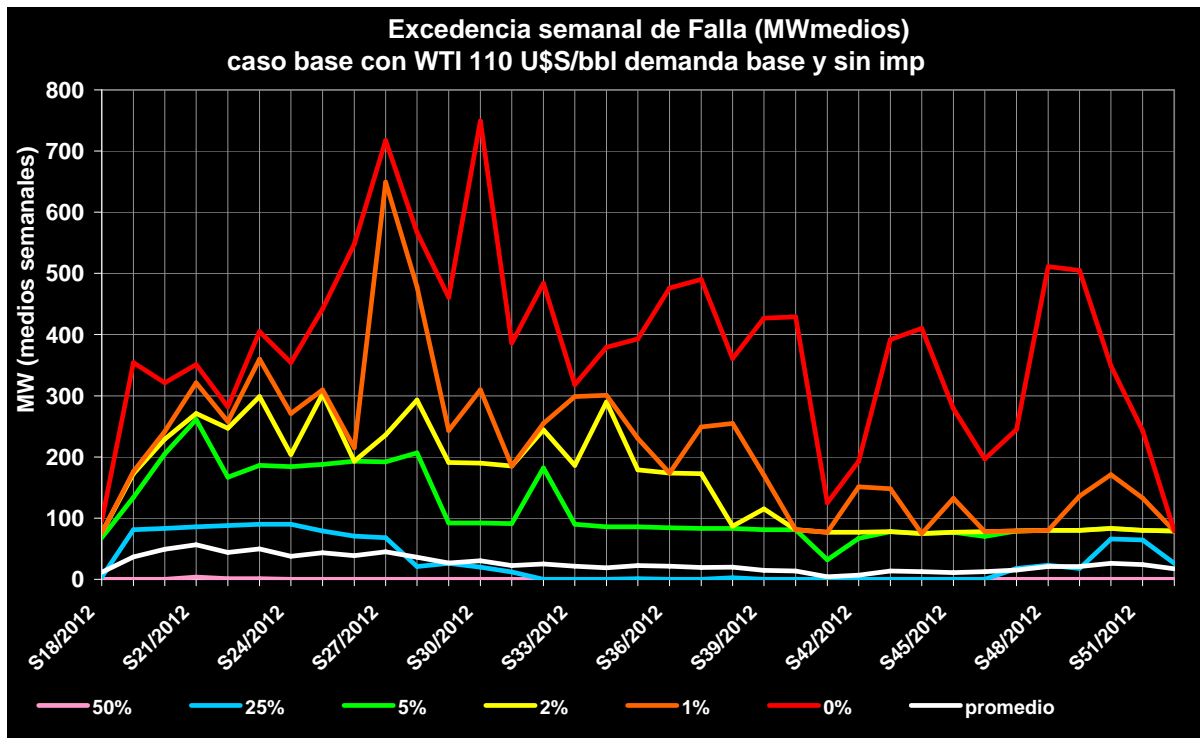
Análisis de la evolución semanal del despacho de Falla

Gráfico 5 Crónicas con falla máxima superior al escalón F2 (Falla representada según Tabla 8).

FALLA POR CRONICA - CTR1 INDF s27 - CVR-x4 - - CRONICAS CON FALLA MAXIMA > 7.00% ENTRE SEMANAS 2012-18 A 2012-43 - SIN CRONICAS EXCLUIDAS



La gráfica anterior indica que, considerando la **falla promedio de 5 semanas** (para modelar el impacto de los lagos de corto plazo en el despacho de falla), el máximo nivel de falla alcanzado en el período estacional es del 40 % de la demanda, correspondiente a la crónica de 1917. A continuación se presentan las curvas de excedencia semanal de falla.



CTR1 INDF s27 - CVR-x4 -

Crónicas de clase : 1 a 5 (101cr), en la semana18

Filtro Crónicas : todas las crónicas

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

Semana	Fecha inicio	Probabilidad Ocurrencia de RCE (%)	Cant crónicas con RCE	RCE promedio (crónicas con RCE)(GWh)	Demanda (GWh)	RCE prom (cr. con RC)/demanda (%)	RCE máx/demanda (%)
18-2012	28-4	31.7%	32	6.2	183.5	3%	9%
19-2012	5-5	48.5%	49	12.7	194.1	6.5%	31%
20-2012	12-5	47.5%	48	17.5	199.3	8.8%	27%
21-2012	19-5	55.4%	56	17.1	205.1	8.3%	29%
22-2012	26-5	51.5%	52	14.3	210.9	6.8%	22%
23-2012	2-6	50.5%	51	16.5	215.5	7.7%	32%
24-2012	9-6	41.6%	42	15.1	215.7	7.0%	28%
25-2012	16-6	42.6%	43	17.1	217.0	7.9%	34%
26-2012	23-6	45.5%	46	14.4	223.6	6.4%	41%
27-2012	30-6	47.5%	48	15.9	222.3	7.2%	54%
28-2012	7-7	34.7%	35	17.5	220.5	7.9%	43%
29-2012	14-7	39.6%	40	11.5	221.7	5.2%	35%
30-2012	21-7	30.7%	31	16.5	220.3	7.5%	57%
31-2012	28-7	30.7%	31	12.4	214.7	5.8%	30%
32-2012	4-8	21.8%	22	19.3	210.3	9.2%	39%
33-2012	11-8	24.8%	25	14.6	215.2	6.8%	25%
34-2012	18-8	16.8%	17	19.1	207.4	9.2%	31%
35-2012	25-8	26.7%	27	14.0	206.8	6.8%	32%
36-2012	1-9	22.8%	23	15.8	201.9	7.8%	40%
37-2012	8-9	21.8%	22	14.9	200.5	7.4%	41%
38-2012	15-9	31.7%	32	10.6	199.3	5.3%	30%
39-2012	22-9	22.8%	23	11.0	194.7	5.6%	37%
40-2012	29-9	23.8%	24	9.6	193.8	4.9%	37%
41-2012	6-10	9.9%	10	7.5	185.2	4.1%	11%
42-2012	13-10	10.9%	11	11.0	186.2	5.9%	17%
43-2012	20-10	22.8%	23	9.9	186.5	5.3%	35%

RESULTADOS USANDO MODELO SIMSEE

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

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

Valores del agua de Terra de la optimización.

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

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

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

En el escenario de referencia considerado (incremento medio en la demanda y un precio medio de barril de petróleo de 110 USD) el costo variable de CTR resulta superior al valor oficial de falla 1 (250 USD/MWh). Por lo que para señalarlo en las tablas se utiliza el valor de falla 1 utilizado en la simulación de 331 USD/MWh.

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

CLASE 1		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		226	226	226	226	226	226	226	226
CTR		312	312	312	312	312	312	312	312
semana	Fecha inicial								
18	30-abr	1.590	1.164	830	598	445	350	287	242
19	07-may	1.595	1.153	799	586	436	341	280	238
20	14-may	1.578	1.121	756	565	418	329	273	234
21	21-may	1.543	1.072	705	534	396	317	265	230
22	28-may	1.511	1.022	654	497	376	305	259	229
23	04-jun	1.473	954	596	470	359	293	254	227
24	11-jun	1.403	863	539	441	335	283	251	225
25	18-jun	1.299	771	490	399	317	277	248	223
26	25-jun	1.164	700	448	364	308	274	247	223
27	02-jul	1.158	664	440	366	307	276	251	227
28	09-jul	1.086	633	427	351	306	277	253	230
29	16-jul	1.075	627	425	351	308	281	257	234
30	23-jul	1.044	604	417	350	307	281	258	235
31	30-jul	1.011	589	413	348	307	282	260	237
32	06-ago	1.002	588	415	350	310	285	264	242
33	13-ago	982	586	417	352	313	289	269	247
34	20-ago	1.002	591	421	356	316	291	271	250
35	27-ago	1.022	594	426	359	321	295	276	256
36	03-sep	994	593	431	363	325	300	281	264
37	10-sep	951	590	432	365	327	302	285	269
38	17-sep	930	589	434	365	329	305	288	274
39	24-sep	901	588	434	365	329	306	291	279
40	01-oct	909	593	438	366	329	308	294	282
41	08-oct	893	598	440	366	330	309	298	286
42	15-oct	964	637	460	375	336	312	301	289
43	22-oct	982	652	468	378	338	313	301	290
44	29-oct	1.004	670	476	382	339	314	302	291

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

		CLASE 2							
		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		226	226	226	226	226	226	226	226
CTR		312	312	312	312	312	312	312	312
semana	Fecha inicial								
18	30-abr	1.438	992	679	496	381	310	258	218
19	07-may	1.441	963	642	479	369	299	250	213
20	14-may	1.408	911	596	458	351	287	243	208
21	21-may	1.358	857	554	433	336	277	236	205
22	28-may	1.299	805	511	404	323	270	233	203
23	04-jun	1.245	748	471	384	310	262	230	202
24	11-jun	1.199	667	437	366	297	257	228	201
25	18-jun	1.027	563	391	331	282	251	224	198
26	25-jun	846	497	365	313	278	249	222	197
27	02-jul	825	487	363	313	279	252	227	202
28	09-jul	760	467	356	310	280	255	230	205
29	16-jul	762	468	359	313	284	260	236	212
30	23-jul	755	462	358	313	284	261	237	213
31	30-jul	720	450	355	311	284	261	238	213
32	06-ago	721	454	359	314	286	265	242	217
33	13-ago	716	457	363	318	290	270	247	223
34	20-ago	714	458	365	321	291	271	248	225
35	27-ago	722	463	370	327	296	276	254	232
36	03-sep	717	471	376	332	301	281	262	241
37	10-sep	703	473	378	335	304	285	267	247
38	17-sep	697	478	381	338	308	288	273	254
39	24-sep	701	486	385	340	310	293	278	260
40	01-oct	712	497	389	342	312	295	281	265
41	08-oct	732	516	398	345	316	300	287	273
42	15-oct	803	554	416	354	322	305	292	280
43	22-oct	831	570	424	358	324	306	294	282
44	29-oct	851	582	429	360	325	307	295	285

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

CLASE 3		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		226	226	226	226	226	226	226	226
CTR		312	312	312	312	312	312	312	312
semana	Fecha inicial								
18	30-abr	1.170	765	512	389	318	266	223	187
19	07-may	1.173	709	474	370	302	254	214	182
20	14-may	1.124	643	433	350	287	244	207	177
21	21-may	1.001	588	402	330	276	236	202	173
22	28-may	907	533	375	315	269	231	199	172
23	04-jun	826	480	353	301	261	227	197	170
24	11-jun	759	443	340	293	256	224	195	169
25	18-jun	564	380	309	275	246	218	190	164
26	25-jun	484	358	296	270	243	215	188	162
27	02-jul	484	359	299	272	246	220	193	167
28	09-jul	471	355	298	273	248	223	197	170
29	16-jul	483	362	304	278	254	230	205	178
30	23-jul	485	363	306	279	255	231	206	180
31	30-jul	469	358	305	278	255	231	206	178
32	06-ago	476	363	310	281	258	235	210	182
33	13-ago	481	368	315	286	263	240	215	188
34	20-ago	476	369	317	287	263	241	216	188
35	27-ago	483	375	326	291	269	248	222	195
36	03-sep	496	385	334	298	276	256	232	207
37	10-sep	504	393	339	303	280	261	238	213
38	17-sep	518	403	344	308	285	267	245	220
39	24-sep	538	415	350	313	291	273	252	227
40	01-oct	555	424	354	316	295	279	256	234
41	08-oct	594	447	364	324	302	287	268	247
42	15-oct	652	476	378	332	309	293	279	259
43	22-oct	681	491	384	336	311	296	283	264
44	29-oct	708	505	390	339	312	299	287	272

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

CLASE 4		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		226	226	226	226	226	226	226	226
CTR		312	312	312	312	312	312	312	312
semana	Fecha inicial								
18	30-abr	683	454	344	288	242	210	174	141
19	07-may	601	411	318	271	231	200	165	136
20	14-may	522	373	299	256	222	191	158	130
21	21-may	476	347	285	246	217	186	154	127
22	28-may	445	330	275	241	215	183	153	126
23	04-jun	409	310	265	236	210	179	149	124
24	11-jun	383	303	258	234	207	177	147	122
25	18-jun	333	282	246	228	200	170	140	113
26	25-jun	317	275	241	225	197	167	137	108
27	02-jul	322	279	245	227	202	172	141	112
28	09-jul	323	279	246	227	204	175	144	114
29	16-jul	330	284	252	231	211	183	153	123
30	23-jul	334	288	255	234	214	185	155	126
31	30-jul	332	288	256	232	215	185	153	124
32	06-ago	343	294	263	236	220	191	159	128
33	13-ago	348	299	268	240	223	197	163	132
34	20-ago	351	301	272	241	223	197	162	130
35	27-ago	363	309	280	249	225	204	168	135
36	03-sep	378	322	287	258	232	216	179	146
37	10-sep	390	332	293	263	237	222	185	152
38	17-sep	405	342	301	273	244	225	192	159
39	24-sep	420	353	311	282	254	231	201	164
40	01-oct	434	362	318	290	264	234	213	164
41	08-oct	465	379	329	300	278	251	220	195
42	15-oct	509	402	341	310	291	269	244	219
43	22-oct	541	418	348	315	296	278	254	225
44	29-oct	568	431	354	318	299	285	264	233

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

CLASE 5		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		226	226	226	226	226	226	226	226
CTR		312	312	312	312	312	312	312	312
semana	Fecha inicial								
18	30-abr	331	267	226	194	163	128	92	53
19	07-may	297	248	215	184	154	119	84	46
20	14-may	276	236	206	177	147	113	78	39
21	21-may	264	230	202	175	144	111	76	38
22	28-may	259	228	201	174	143	111	77	38
23	04-jun	251	224	199	172	140	108	76	37
24	11-jun	248	223	198	171	139	106	73	40
25	18-jun	239	216	191	163	130	95	61	28
26	25-jun	236	214	189	162	128	92	57	22
27	02-jul	239	216	191	164	131	95	58	22
28	09-jul	240	217	191	164	132	96	57	20
29	16-jul	242	218	193	166	133	98	59	16
30	23-jul	246	222	196	169	137	101	64	22
31	30-jul	247	222	197	170	137	101	63	22
32	06-ago	255	226	200	173	141	103	66	26
33	13-ago	261	232	203	175	143	104	66	27
34	20-ago	266	236	207	177	145	104	64	24
35	27-ago	278	246	215	183	150	108	66	25
36	03-sep	292	255	224	191	157	113	69	24
37	10-sep	305	269	232	200	163	119	70	23
38	17-sep	317	283	248	211	171	127	74	19
39	24-sep	329	296	263	228	185	137	79	23
40	01-oct	339	307	278	246	208	152	88	25
41	08-oct	354	319	293	264	230	184	116	31
42	15-oct	378	332	304	282	252	215	153	67
43	22-oct	404	345	312	291	268	234	184	100
44	29-oct	428	357	318	296	278	251	206	127

Operación esperada (modelo SimSEE)

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

Balance energético

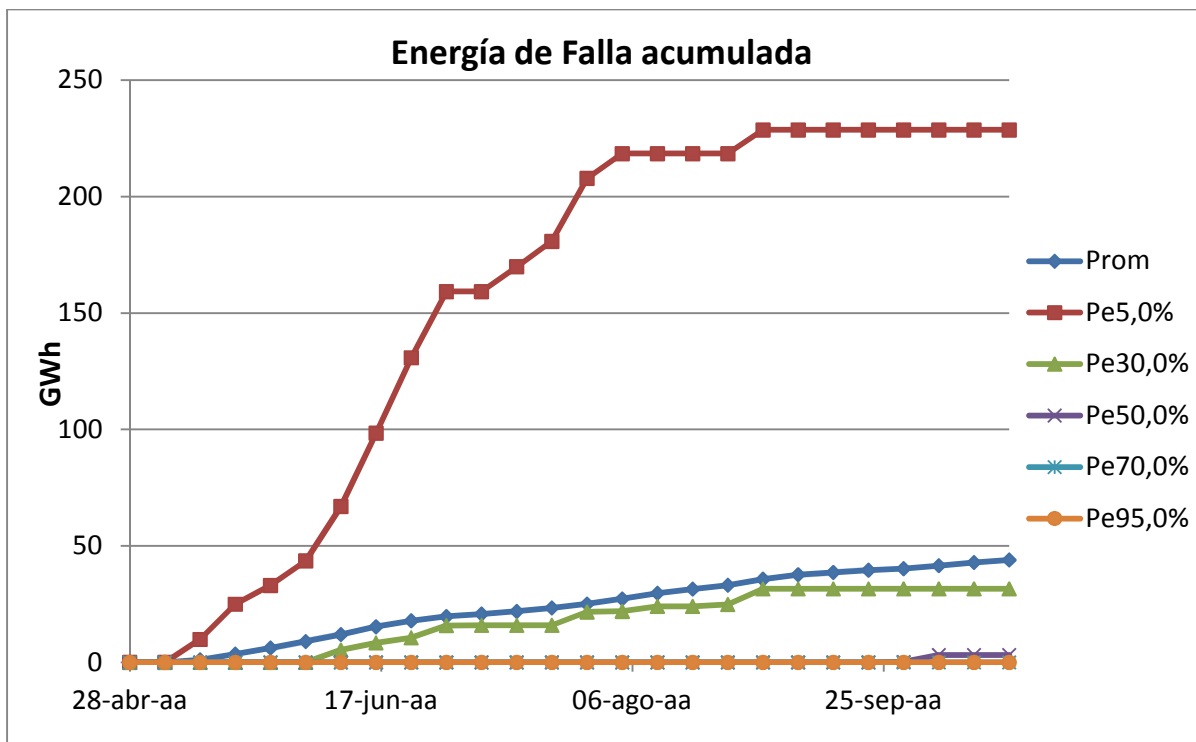
Tabla 14 Balance semestral (semanas 18/2012 a 43/2012) en valor esperado

GENERACIÓN (GWh)	WTI 110 Dem. Media
Terra	383
Baygorria	278
Palmar	938
Total Río Negro	1599
Salto Grande	2489
Total Hidráulica	4087
Batlle 5a Unidad	126
Batlle 6a Unidad	115
Batlle Sala B	28
Pta. del Tigre GN	0
Pta. del Tigre GO	347
CTR+TGAA	82
Batlle Motores	197
Total Térmica	895
Cemsa 1 (150 MW)	0
Cemsa 2 + GMSA (GN Boliv.)	0
Importac. Contingente	4
Imp. Brasil por Conv. Rivera	3
Total Importación	7
Generación Distr.	227
Agentes en Trasmisión	118
Total Autoproductores	346
Exportación	-58
Falla 1	24
Falla 2	16
Falla 3	3
Falla 4	1
Total Falla	44
Demanda Total	5320

Probabilidad de Excedencia de Falla (SimSEE)

Se presenta en el siguiente gráfico la distribución de probabilidad de excedencia de energía de falla, para respaldo en condiciones normales y para todos los casos analizados.

Gráfico 6 Probabilidad de Excedencia de Falla para el caso de referencia (demanda media, .precio de combustible medio).



Precio Marginal

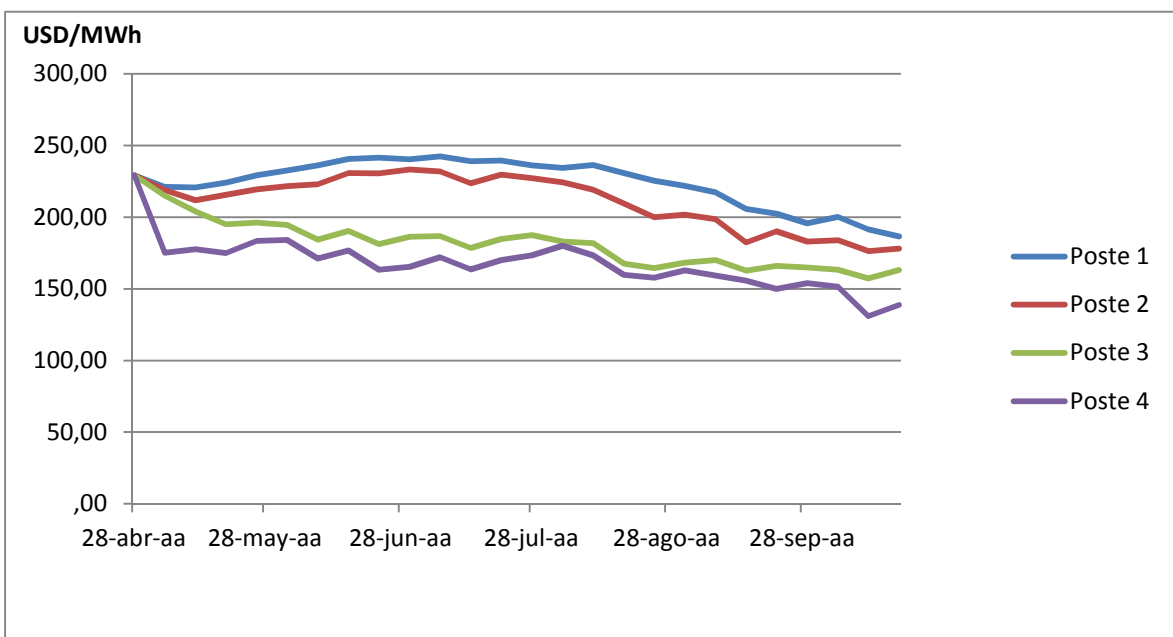
Se presentan información sobre los precios marginales en el período para el caso de referencia (demanda media y precio de barril de petróleo medio) y para el peor caso (demanda alta y precio de barril alto).

El Costo Marginal Promedio topeado en 250 USD/MWh, para el período es de 187.67 USD/MWh.

Tabla 15 Distribución de probabilidad del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por crónica (USD/MWh) para el caso de referencia (demanda media, precio de combustible medio).

USD/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
5%	250,0	250,0	250,0	250,0
30%	249,2	249,2	249,2	249,2
50%	228,8	241,9	227,6	220,7
70%	158,1	200,2	156,1	127,5
95%	104,8	127,4	122,6	47,6
promedio	184,67	213,0	181,7	167,4

Gráfico 7. Variación a lo largo del semestre (semanas 18 a 43 de 2012) del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por poste para el caso de referencia (demanda media y WTI a 110 USD/bbl).





ÍNDICE

Resumen Ejecutivo.....	2
Hipótesis.....	3
Demanda y falla.....	4
Combustibles Liquidos.....	5
Combinaciones de casos a analizar- demanda/combustible.....	7
Parque térmico.....	7
Parque hidráulico.....	11
Generación distribuida.....	11
Red de Trasmisión.....	14
Comercio Internacional.....	14
Resultados usando modelo EDF.....	15
Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento.....	15
Valores del agua de Terra para optimización.....	17
Operación esperada (modelo EDF)	23
Probabilidad de excedencia de falla (modelo EDF).....	25
Resultados usando modelo SimSEE.....	29
Operación esperada (modelo SimSEE)	35
Probabilidad de excedencia de falla (modelo SimSEE).....	36
Precio Marginal.....	37