



Programación Estacional Mayo – Octubre 2013

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
07/05/2013	1	Versión preliminar para aprobación por Directorio
20/05/2013	2	Versión aprobada por Directorio con cambios sugeridos por el mismo.
25/06/2013	3	Versión final para publicar en la web



1.- Resumen ejecutivo.

El objetivo del presente informe es definir para el período estacional mayo 2013 – octubre 2013, 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 2013, dado que la previsión de la demanda se ajustó levemente respecto a la prevista en enero. De todos modos, a los efectos de análisis de sensibilidad se cuenta con los casos de demandas baja y alta.
- Se asumen tres alternativas para el precio de referencia del barril de petróleo, Base: 95 US\$/barril, Bajo: 80 US\$/barril y Alto: 115 US\$/barril.
- El escenario de referencia considerado es el que corresponde a una demanda media y precio de barril base.
- Para el período estacional, 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).
- Se utiliza cronograma de entrada de generación distribuida proporcionado por la DNE.
- No se consideran restricciones en el abastecimiento de combustibles en el período en estudio.

Para la simulación se considera que:

- Se utiliza 72,3 metros como cota mínima de la represa Dr. Gabriel Terra.

2.- 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:

- Conversora de Melo: Se prevé que la línea de 500 kV de interconexión que la vincula al SIN esté lista a fines 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 Brasileiro, 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 (teniendo en cuenta un margen por posibles atrasos en cronograma de obras, pruebas, etc).
- Podrían existir limitaciones en el consumo de Gas Oil, en situaciones de baja hidráulica persistentes (mayores a un mes). Estos casos, de ocurrir, se analizarán a la luz de las salidas del modelo en condiciones irrestrictas y con las hipótesis manejadas en este informe.

2.1.- Demanda y Falla

1.1.1.- Previsión de demanda

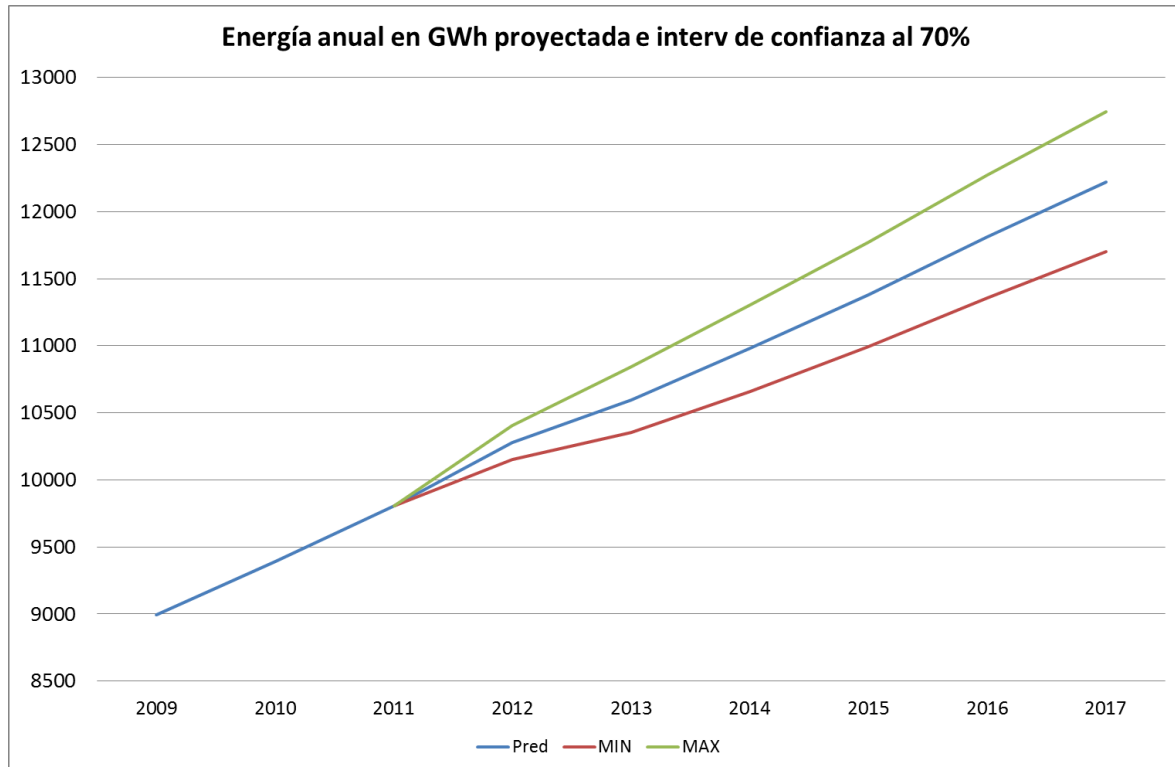
		Energías en GWh					
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%	8,995	2.45%	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%	9,394	4.43%	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%	9,805	4.38%	9,805	4.38%
2012	REAL	10,048	2.47%	10,048	2.47%	10,048	2.47%
2013	PREVISIÓN	10,425	3.76%	10,312	2.63%	10,538	4.88%
2014	PREVISIÓN	10,782	3.42%	10,565	2.45%	11,000	4.38%
2015	PREVISIÓN	11,192	3.80%	10,907	3.24%	11,477	4.34%
2016	PREVISIÓN	11,621	3.83%	11,273	3.36%	11,969	4.29%
2017	PREVISIÓN	12,057	3.75%	11,651	3.35%	12,463	4.13%

Los datos presentados corresponden a la última proyección del grupo de demanda, realizada en abril de 2013, en la que:

- se incluye en las proyecciones la curva de energía demandada y entregada por la puesta en operación de la planta de Montes del Plata.

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



Las demanda para el período semestral es de 5387 GWh para el caso base.

1.1.2.- 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 de CTR).

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	6464	340
Entre 2 y 7	11407	600
Entre 7 y 14.5	45626	2400
Entre 14.5 y 100	76044	4000

Tipo de cambio: 19.011

BCU interbancario vendedor al 23/04/2013

2.2.- Combustibles Líquidos

Por 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). Hoy el barril de crudo se encuentra aproximadamente a 95 USD/barril. Se resuelve considerar un valor base de 95 USD/barril y estudiar la sensibilidad al precio del combustible mediante escenarios con 80 y 115 USD/barril de petróleo (corresponde aproximadamente a una banda que descarta colas del orden de 10 % 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:

Precios de combustibles para la programación estacional Mayo-Octubre 2013

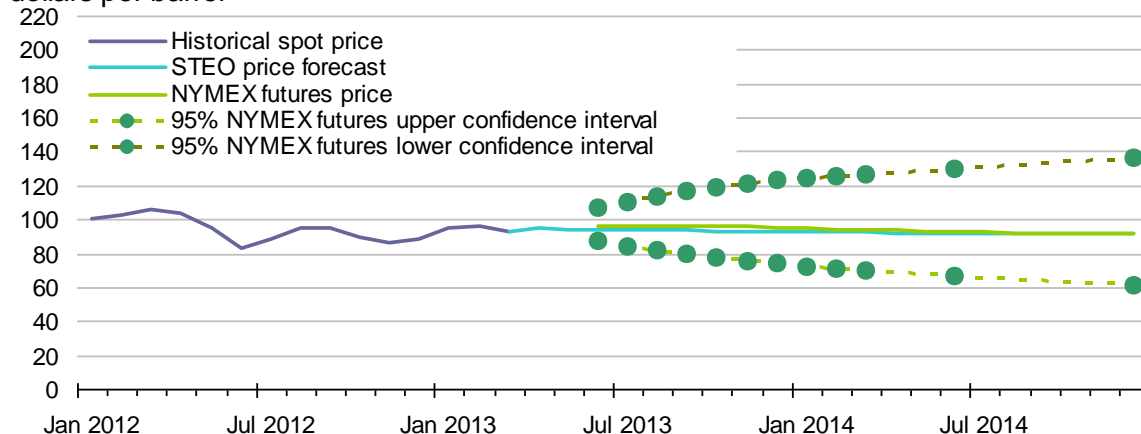
Precio de combustible derivado	Referencia de Barril WTI (USD/barril)		
	80	95	115
Fuel Oil (USD/Ton)	550	680	845
Gas Oil (USD/m3)	750	900	1060
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	610	735	900

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

West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price



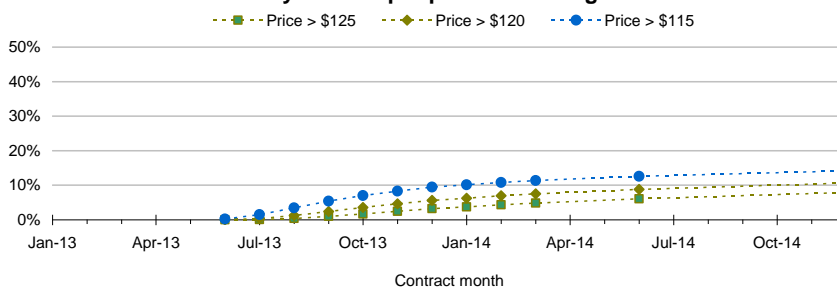
dollars per barrel



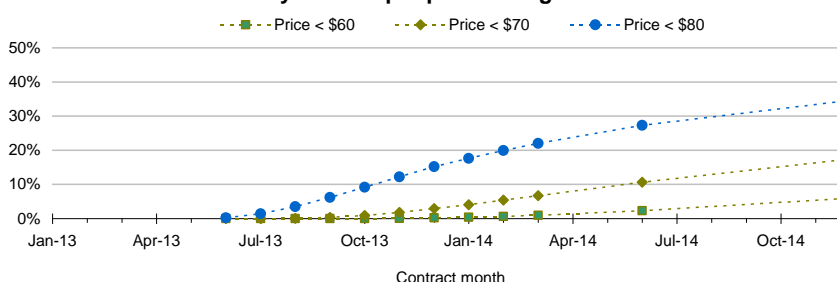
Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending April 4, 2013. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.
Source: Short-Term Energy Outlook, April 2013

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 es menor al 2%.

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 4, 2013.
 Values not calculated for months with little trading in "close-to-the-money" options contracts.
 Source: EIA Short-Term Energy Outlook, April 2013, and CME Group (<http://www.cmegroup.com>)



1.1.3.- Restricciones de abastecimiento

Las limitaciones informadas por ANCAP en el suministro de gas oil tienen distinto origen:

- Por un lado está la logística portuaria que requiere la concreción del proyecto Dolphins prevista para mediados de 2014. Esto limita el suministro a UTE de Gas Oil a 90.000 m³/mes en régimen permanente (en las condiciones normales de la operativa en el muelle y del mercado internacional de derivados), existiendo casos puntuales de 120.000 m³/mes de suministro en el pasado (en condiciones favorables y tomando medidas apropiadas con 2 meses de anticipación a fin de atender los requerimientos del mercado internacional de derivados).
- Por otro lado están las limitaciones en el bombeo Teja-Tablada y la capacidad de almacenamiento para lo cual ya están en curso las obras de 2 tanques adicionales de 25.000m³ (en Tablada y en Punta del Tigre) y está abierta la licitación para un nuevo poliducto Teja-Tablada (finalización prevista para principios de 2014). Esto limita el flujo diario de suministro en régimen permanente a unos 3000 m³/día a 3300 m³/día pudiendo atenderse por períodos no mayores a 15 días unos 4000 a 4100 m³/diarios máximo. Nuevamente, cuando se habla de régimen permanente se suponen condiciones normales en el desempeño de las instalaciones.

Las limitaciones mencionadas actúan aun con el parque generador a gas oil que existe hoy en el país de ocurrir las crónicas más secas de la serie. Sin embargo, dada la actual situación hidrológica y que las proyecciones climáticas indican que se espera un régimen normal para el invierno, no es de esperar que estas restricciones limiten el despacho de las unidades en forma significativa si se mantienen elevados los stocks de gas oil en el país.

No se presentan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período de tiempo a considerar.



1.1.4.- 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.

2.3.- Combinación de casos a analizar - demanda/combustible

Demanda\Combustible	80 (USD/barril)	95 (USD/barril)	115 (USD/barril)
2.63%			
3.76%		X	
4.88%			

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

2.4.- Parque térmico

1.1.5.- 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 en la semana 36 de 2014 se espera la entrada en servicio de la primera turbina (170 MW), quedando para la semana 44 de 2014 el ingreso al sistema de la segunda turbina (170MW) y la combinación del ciclo -incrementándose la potencia a 500 MW, con una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 USD/MWh- se prevé en la semana 16 de 2016.

Las centrales de generación arrendada APRs se modelan de la siguiente forma:

- APR A: Corresponde a la central existente en PTA, son 4 unidades de 22 MW c/u con factor de disponibilidad 90% y costo variable 264.4 USD/MWh (WTI 95 USD).
- APR C: Nueva central en PTA, son 4 unidades de 24 MW c/u con factor de disponibilidad 95% y costo variable 256.2 USD/MWh (WTI 95 USD). Estarían disponibles el 08/05/2013.
- APR B: Nueva central en La Tablada, son 4 unidades de 24 MW c/u con factor de disponibilidad 95% y costo variable 256.2 USD/MWh (WTI 95 USD). Estarían disponibles el 27/04/2013.

Toda la generación arrendada (APR y Aggreko) se considera disponible hasta la entrada de la segunda turbina del Ciclo Combinado (semana 44 de 2014).



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Valores a ingresar en el modelo, WTI 80 U\$/bbl							
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (U\$/MWh)	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	149.2	149.2
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	208.5	270.1
C. Batlle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	169.6	204.3
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	171.4	218.3
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	208.1	317.8
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	257.8	524.1
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	336.9	420.2
PTB - ciclo combinado	170.0	30.0	241.10	241.10	3.50	217.5	217.5
APR	22.0	0.25	238.90	5434.98	10.00	222.0	4833.9
Motores MVA, MVB	50.0	1.0	250.00	250.00	12.50	234.4	234.4

Valores a ingresar en el modelo, WTI 95 U\$/bbl							
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (U\$/MWh)	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	177.3	177.3
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	255.2	331.4
C. Batlle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	206.5	249.4
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	209.1	267.0
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	248.0	379.6
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	308.6	628.1
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	403.6	503.5
PTB - ciclo combinado	170.0	30.0	241.10	241.10	3.50	260.3	260.3
APR	22.0	0.25	238.90	5434.98	10.00	264.4	5798.7
Motores MVA, MVB	50.0	1.0	250.00	250.00	12.50	278.8	278.8

Valores a ingresar en el modelo, WTI 115 U\$/bbl							
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (U\$/MWh)	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	214.4	214.4
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	314.6	409.2
C. Batlle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	253.4	306.6
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	256.9	328.9
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	290.5	445.5
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	362.7	739.1
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	474.7	592.4
PTB - ciclo combinado	170.0	30.0	241.10	241.10	3.50	305.9	305.9
APR	22.0	0.25	238.90	5434.98	10.00	309.7	6827.8
Motores MVA, MVB	50.0	1.0	250.00	250.00	12.50	326.1	326.1

- 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 ajustar los valores de disponibilidad que se usaron en el PAM de abril 2013. Se adjunta el cuadro de valores reales registrados en el período noviembre 2012 - abril 2013 y que contiene los valores adoptados (violeta).

Factor de respuesta de unidades térmicas TV

Fecha inicio	01-11-2012	dias																		142
Fecha fin	22-03-2013																			
	5TA	6TA	SB	M.C.B.	PTI1	PTI2	PTI3	PTI4	PTI5	PTI6	CTR1	CTR2	TGAA	APR	TV	PTI	CTR	TGs	TER	
E Convocado GWh	138.1	186.6	38.9	142.6	59.6	59.6	58.7	59.6	59.6	58.8	48.3	48.3	0.0	71.1	506.2	355.9	96.6	523.6	958.7	
E Generado GWh	85.6	135.1	35.8	117.2	46.6	48.0	50.8	49.9	42.0	21.2	42.6	12.4	0.0	63.7	373.7	258.4	55.0	377.1	687.1	
P Conv (MWmed)	40.5	54.8	11.4	41.8	17.5	17.5	17.2	17.5	17.5	17.2	14.2	14.2	0.0	20.9	148.5	104.4	28.3	153.6	281.3	
P Gen (MWmed)	25.1	39.6	10.5	34.4	13.7	14.1	14.9	14.7	12.3	6.2	12.5	3.6	0.0	18.7	109.6	75.8	16.1	110.6	201.6	
FR	62.0%	72.4%	92.0%	82.2%	78.2%	80.5%	86.5%	83.7%	70.4%	36.0%	88.2%	25.7%	#jDIVO!	89.6%	73.8%	72.6%	56.9%	72.0%	71.7%	
Disponibilidad fortuita en modelo	70%	70%	60%	85%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	50%	95%		80%	80%		76%	
POTENCIA MODELO	77	115	49	80	48	48	48	48	48	48	102	102	15	88					828	
CONVOCATORIA	53%	47.6%	23.3%	52.3%	36.4%	36.4%	35.9%	36.5%	36.5%	35.9%	13.9%	13.9%	0.0%	23.7%		36.3%	13.9%		34.0%	

- Se adoptó la siguiente tabla de valores base para la indisponibilidad fortuita.

	CBO Sala B	CBO 5ta	CBO 6ta	CBO Motores	Punta del Tigre	CTR La Tabladora	APR A	APR B y C	TGAA
Coef de Disp (%)	60%	70%	70%	77%	75%	75%	90%	95%	50%

1.1.6.- 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.

1.1.6.1.- Unidades de Generación Térmica de UTE

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

- CB5: El lavado químico se realizaría en Abril de 2013.
- CB6: Se estima como fecha de inicio del mantenimiento mayor de 6 meses de duración octubre de 2013.
- Baygorria: Se representa el mantenimiento de 90 días de la unidad 1 entre el 15 de Octubre y el 27 de Diciembre de 2013. Este mantenimiento corresponde a la reparación total del rotor de la misma que fue dañado en 2012.



- La unidad 6 de PTA se encuentra indisponible forzada. Se estima indisponible hasta la semana 22.
- Cambio de conexión de la Central Punta del Tigre a la nueva estación Brujas 500kV.
Se representa solo la indisponibilidad de la semana 36 de 2013, ya que no se tiene una confirmación oficial de las fechas en las que se realizarían los trabajos y se considera improbable conceder una semana en invierno, debido al período de alta demanda.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS DEL S.I.N. AÑO 2013																																																					
	14 30-Mar	15 06-Apr	16 13-Apr	17 20-Apr	18 27-Apr	19 04-May	20 11-May	21 18-May	22 25-May	23 01-Jun	24 08-Jun	25 15-Jun	26 22-Jun	27 29-Jun	28 06-Jul	29 13-Jul	30 20-Jul	31 27-Jul	32 03-Aug	33 10-Aug	34 17-Aug	35 24-Aug	36 31-Aug	37 07-Sep	38 14-Sep	39 21-Sep	40 28-Sep	41 05-Oct	42 12-Oct	43 19-Oct	44 26-Oct	45 02-Nov	46 09-Nov	47 16-Nov	48 23-Nov	49 30-Nov	50 07-Dec	51 14-Dec	52 21-Dec	53 28-Dec													
CBSB																																																					
CBU5			x	x	x																																																
CBU6																																																					
CBM	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
CTR1																																																					
CTR2																																																					
PTA1						x	x	x																																													
PTA2						x	x	x																																													
PTA3						x	x	x																																													
PTA4						x	x	x																																													
PTA5						x	x	x																																													
PTA6	x	x	x	x	x	x	x	x	x																																												
TGAA	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x				

2.5.- Parque hidráulico

Centrales hidráulicas del Río Negro

Los trabajos previstos sobre las unidades hidráulicas, salvo la reparación de 90 días sobre la unidad 1 de Baygorria, 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.

2.6.- Generación Distribuida

BIOMASA:

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.

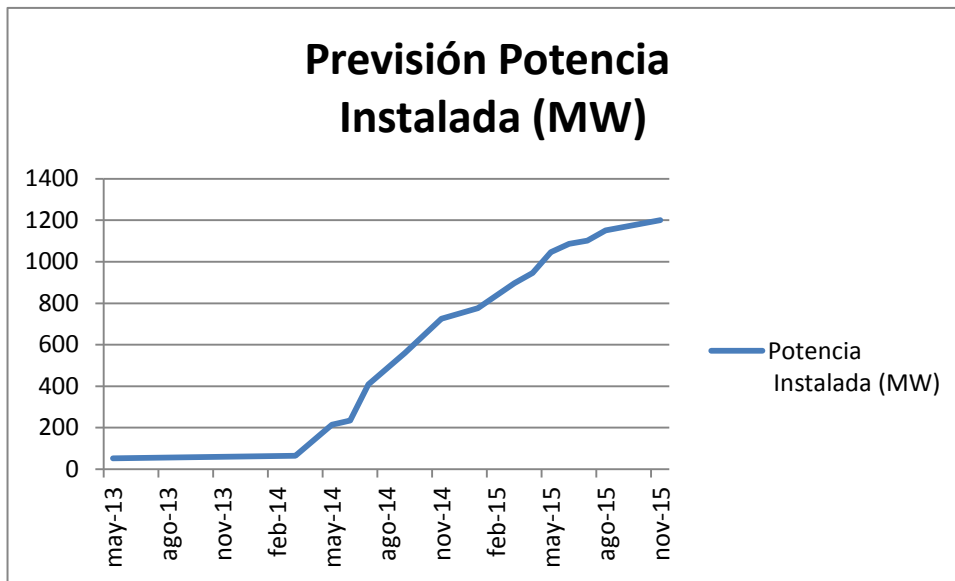
NUMERACIÓN	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
NOMBRE	Las Rosas	Liderdat	ERT (Fenirol)	Bioener	Alur	Wayerhaeuser	Galofer	Ponlar	200 MW Biomasa : Montes del Plata	200 MW Biomasa : 1ra etapa	200 MW Biomasa : 2da etapa	UPM
UBICACIÓN	MALDONADO	PAYSANDÚ	TACUAREMBÓ	RIVERA	BELLA UNIÓN	TACUAREMBÓ	TREINTA Y TRES					RIO NEGRO
OPERATIVO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO	SI
AÑO DE INICIO	2004	2010	2009	2010	2010	2010	2010	2012	2013	2014	2016	
SEMANA DE INICIO	48	28	48	15	45	9	35	13	32	1	1	
POTENCIA DISPONIBLE MW	1.0	4.9	8.8	11.5	5.0	5.0	12.5	7.0	60.0	40.00	50.00	30.00
FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	100%	70%	70%	95%

AÑO COMIENZO	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2013	2014	2016	2012
SEMANA COMIENZO	1	1	1	1	18	1	1	13	32	1	1	1	36
AÑO FIN	2012	2012	2012	2012	2015	2012	2012	2012	2013	2014	2016	2012	2012
SEMANA FIN	52	52	52	52	52	52	52	52	35	52	52	52	52
POTENCIA DISPONIBLE	1.0	4.85	8.8	11.5	5.0	5	12.5	7	45	40	50	10	10
FACTOR DE UTILIZACIÓN	5.00%	40%	50%	50%	40%	50%	70%	20%	100%	50%	50%	100%	100%

EOLICA:

En la siguiente tabla se muestra la potencia instalada total de eólica prevista con sus correspondientes fechas:

Fecha	Potencia Instalada (MW)
may-13 (Actual)	52,3
mar-14	157.3
may-14	207.3
jun-14	337.3
jul-14	502.3
sep-14	668.4
nov-14	718.4
ene-15	839.4
mar-15	889.4
abr-15	939.4
may-15	1039.4
jun-15	1079.4
jul-15	1094.4
ago-15	1143.6
nov-15	1193.6



FOSIL:

NOMBRE	UTE Diesel	Zendaleather
AÑO DE INICIO	2005	2008
SEMANA DE INICIO	1	6
POTENCIA DISPONIBLE MW	6.0	3.20
FACTOR DE UTILIZACIÓN	2%	25%

FOTOVOLTAICA:

Se esperan tener 100 MW disponibles con un factor de disponibilidad de 16% a partir del 01/01/2015.

Fuente: información suministrada por la Dirección Nacional de Energía.

1.1.7.- Factores de utilización

Los factores de utilización empleados 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	40%	70%
BOS (Fenirol)	50%	70%
Bioener	50%	70%
Alur	40%	70%
Wayerhaeuser	50%	70%
Galofe	70%	70%
Ponlar	20%	70%
Montes del Plata (60 MW netos a partir de 2013)	100%	100%
200 MW Biomasa: 1ra etapa	50%	70%

UTE Diesel	2%	2%
Zendaleather	25%	25%

2.7.- Red de Trasmisión

El cambio de conexión de la Central Punta del Tigre a la nueva estación Brujas 500kV se postergó. Este trabajo indisponde completamente la extracción de potencia de esta central por un período de 15 días. Se realizará en dos instancias diferentes. Se instalará una línea de emergencia. En definitiva, aunque no se cuenta con fechas confirmadas, se representan estos trabajos durante la semana 36 (setiembre) quedando indisponible la generación instalada en PTA (PTA y APR C). Las restricciones de red a la salida de potencia desde PTA que actualmente es de unos 470MW se levantarán al terminar las obras en 500kV, cuya fecha definitiva se encuentra hoy en revisión por el equipo de proyecto.

2.8.- Comercio internacional

1.1.8.- Intercambios de Energía:

1.1.8.1.- Importación Contingente:

Para el año 2013 se supondrá sin respaldo de importación de Argentina.

Alcanzado el invierno de 2014 (semana 18) y en adelante se supondrá: (estimando que a partir de esa fecha la situación en Argentina haya mejorado y además existiría alguna disponibilidad a través de la convertora de Melo desde Brasil):

- 200MW con 65% de disponibilidad (semanas 1 a 17 y 41 a 52).
- se retoma el modelado de 140MW con 50% de disponibilidad entre las semanas 18 y 40.

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 (semanas 1 a 17 y 41 a 52).

Modelado de Importación

Optimización y simulación

- Importación total a través de Argentina año 2013
No se representó disponibilidad.
- Importación total a través de Argentina (desde la semana 18 de 2014 en adelante)

Semanas 1 a 17 y 41 a 52

200MW a Costo Variable de CTR+10% US\$/MWh salvo que este valor supere falla 1 en cuyo caso se utiliza el valor falla1 – 1.

65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

- Importación en invierno (Argentina y Melo)

Semanas 18 a 40

140MW a Costo Variable de CTR+10% US\$/MWh salvo que este valor supere falla 1 en cuyo caso se utiliza el valor falla1 – 1.

50% 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

1.1.8.2.- 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.

2.9.- Simulación: Cotas de inicio y otros

- Semana inicio 18/2013 (27/04/2013).
- Cotas de inicio
Terra: 77.55 m (estimada)
- **Resultados Período de Simulación:** Semanas 18/2013 a 43/2013.
- **Período de Optimización:** 2013-2016
- **Versión de Programa SimSEE:** 3.59_RUIDA_ConSesgosOd_Beta

(para la representación en EDF incluida en anexo aplica además lo siguiente: el Embalse de la CHGT se discretiza en 8 pasos de stock, entre las cotas: 72.30 y 81.00m, se utiliza la Versión de Programa Murdoc/Murvagua: 7.9)

3.- Resultados de la operación esperada con SimSEE

A continuación se analizan los resultados obtenidos para el caso base (demanda media, petróleo 95 USD).

3.1.- Política de operación de largo plazo de la central G. Terra (SimSEE)

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, para 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
---------------------------------	--------------------------	------------------------------	-----------------------------

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

CLASE 1		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		207	207	207	207	207	207	207	207
CTR		309	309	309	309	309	309	309	309
semana	Fecha inicial								
18	27-abr	836	370	263	220	189	167	149	129
19	04-may	623	310	241	204	177	157	139	121
20	11-may	557	292	233	200	175	155	138	120
21	18-may	478	274	226	195	171	153	136	118
22	25-may	444	265	221	192	169	151	134	116
23	01-jun	447	264	221	193	171	153	136	118
24	08-jun	410	256	219	192	171	153	136	118
25	15-jun	385	253	218	193	172	154	137	119
26	22-jun	364	249	218	194	173	156	139	120
27	29-jun	329	246	218	194	174	156	139	120
28	06-jul	307	247	220	197	176	159	142	122
29	13-jul	314	249	221	199	179	161	143	124
30	20-jul	319	249	223	202	182	163	146	125
31	27-jul	306	249	225	205	185	166	148	127
32	03-ago	319	250	227	207	188	169	151	129
33	10-ago	338	253	231	212	194	175	156	133
34	17-ago	358	253	233	216	198	179	160	135
35	24-ago	428	259	238	222	206	188	168	142
36	31-ago	292	258	240	227	212	196	175	147
37	07-sep	312	266	246	234	222	207	188	158
38	14-sep	332	272	251	240	229	216	199	168
39	21-sep	354	280	254	243	233	222	207	174
40	28-sep	376	287	258	246	237	227	213	180
41	05-oct	405	297	262	249	240	231	219	186
42	12-oct	441	308	267	252	243	235	224	191
43	19-oct	479	320	272	254	245	237	226	193
44	26-oct	527	335	278	257	247	239	229	195

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

CLASE 2		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		207	207	207	207	207	207	207	207
CTR		309	309	309	309	309	309	309	309
semana	Fecha inicial								
18	27-abr	509	296	242	204	177	157	137	119
19	04-may	369	257	216	184	160	141	122	105
20	11-may	331	250	210	180	158	139	121	105
21	18-may	302	236	202	174	153	135	117	101
22	25-may	283	227	195	169	149	131	113	96
23	01-jun	275	226	195	170	151	133	115	97
24	08-jun	261	221	192	168	149	132	113	95
25	15-jun	258	222	192	169	150	133	115	96
26	22-jun	253	221	193	171	152	135	116	96
27	29-jun	249	219	193	171	152	134	115	95
28	06-jul	250	220	195	173	154	136	117	97
29	13-jul	254	223	198	176	157	139	119	99
30	20-jul	255	225	200	179	159	141	121	100
31	27-jul	259	226	202	181	161	142	122	101
32	03-ago	260	226	203	182	162	142	122	99
33	10-ago	270	231	209	189	168	148	127	103
34	17-ago	273	231	211	191	170	150	128	102
35	24-ago	262	236	216	197	177	156	133	104
36	31-ago	262	239	221	203	184	162	137	105
37	07-sep	278	248	231	214	197	177	153	117
38	14-sep	294	256	238	224	209	190	166	127
39	21-sep	310	263	243	229	216	198	175	134
40	28-sep	328	270	247	234	222	206	184	143
41	05-oct	352	278	252	239	228	215	195	155
42	12-oct	381	288	258	244	234	223	206	170
43	19-oct	401	294	260	247	236	226	211	176
44	26-oct	429	302	264	250	240	230	217	179

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

CLASE 3		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		207	207	207	207	207	207	207	207
CTR		309	309	309	309	309	309	309	309
semana	Fecha inicial								
18	27-abr	327	252	218	186	162	142	123	106
19	04-may	271	223	189	161	140	120	102	85
20	11-may	259	219	184	158	138	119	101	84
21	18-may	245	209	177	152	132	114	96	79
22	25-may	233	199	169	146	126	108	90	72
23	01-jun	230	197	169	147	128	110	91	72
24	08-jun	223	191	166	144	126	108	88	66
25	15-jun	223	192	167	146	127	109	90	66
26	22-jun	224	192	168	147	129	110	91	65
27	29-jun	222	191	168	147	128	110	90	63
28	06-jul	223	193	170	149	130	112	92	64
29	13-jul	227	196	172	152	133	114	94	66
30	20-jul	229	199	175	154	134	115	95	67
31	27-jul	230	200	177	155	135	115	94	68
32	03-ago	229	200	177	155	133	113	91	64
33	10-ago	235	206	183	162	139	118	95	67
34	17-ago	235	207	185	163	139	117	92	62
35	24-ago	237	211	190	168	144	120	94	60
36	31-ago	239	218	196	174	151	125	97	57
37	07-sep	252	230	209	188	166	140	110	59
38	14-sep	264	238	220	200	179	154	122	62
39	21-sep	276	245	227	208	187	163	130	65
40	28-sep	290	252	234	217	196	172	139	71
41	05-oct	308	261	241	226	207	184	154	85
42	12-oct	331	270	247	234	219	200	173	108
43	19-oct	346	275	250	238	225	208	183	129
44	26-oct	367	282	255	242	231	217	196	155

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

CLASE 4		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		207	207	207	207	207	207	207	207
CTR		309	309	309	309	309	309	309	309
semana	Fecha inicial								
18	27-abr	249	214	184	157	136	116	98	61
19	04-may	214	180	152	128	107	88	68	36
20	11-may	209	177	150	126	106	87	68	34
21	18-may	201	169	143	121	101	81	62	29
22	25-may	192	161	137	115	95	75	55	24
23	01-jun	190	160	137	116	96	76	54	22
24	08-jun	186	156	134	113	92	72	49	17
25	15-jun	188	159	136	115	95	75	52	18
26	22-jun	190	160	138	117	97	77	53	19
27	29-jun	189	160	137	117	97	76	53	18
28	06-jul	189	161	139	118	98	77	54	19
29	13-jul	193	164	141	121	101	80	57	20
30	20-jul	196	166	143	122	102	82	59	22
31	27-jul	197	168	145	123	102	81	59	23
32	03-ago	193	165	142	118	96	74	50	18
33	10-ago	198	172	148	124	100	77	53	19
34	17-ago	198	172	148	123	97	73	48	16
35	24-ago	201	176	152	126	99	71	43	13
36	31-ago	207	182	157	130	102	73	42	12
37	07-sep	221	196	170	144	115	84	49	13
38	14-sep	233	208	182	156	126	91	50	11
39	21-sep	245	220	195	168	137	100	56	12
40	28-sep	257	231	208	182	150	113	65	16
41	05-oct	270	242	221	198	169	132	81	22
42	12-oct	286	251	232	213	188	154	105	34
43	19-oct	295	257	237	220	199	169	121	45
44	26-oct	309	262	243	228	209	184	144	64

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

CLASE 5		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		207	207	207	207	207	207	207	207
CTR		309	309	309	309	309	309	309	309
semana	Fecha inicial								
18	27-abr	172	140	116	95	75	54	24	0
19	04-may	148	116	93	73	53	33	13	0
20	11-may	146	113	91	70	50	31	11	0
21	18-may	146	111	88	68	48	29	10	0
22	25-may	146	110	88	67	46	27	9	0
23	01-jun	147	112	90	69	48	27	10	0
24	08-jun	146	111	89	68	46	25	8	0
25	15-jun	149	115	93	72	51	30	10	0
26	22-jun	149	115	94	72	51	30	11	0
27	29-jun	148	114	93	72	50	29	10	0
28	06-jul	146	112	91	70	49	28	9	0
29	13-jul	147	112	90	70	49	29	9	0
30	20-jul	146	112	90	69	49	29	10	0
31	27-jul	144	111	88	66	46	27	9	0
32	03-ago	141	106	82	60	40	21	6	0
33	10-ago	146	112	86	63	42	23	7	0
34	17-ago	148	114	86	61	39	21	7	0
35	24-ago	155	120	90	62	37	17	5	0
36	31-ago	167	133	101	70	42	20	5	0
37	07-sep	182	148	115	82	51	24	6	0
38	14-sep	194	161	126	89	55	26	6	0
39	21-sep	208	178	141	102	63	30	8	0
40	28-sep	222	194	161	119	75	35	9	0
41	05-oct	235	212	183	145	96	48	13	0
42	12-oct	247	225	201	171	126	69	21	0
43	19-oct	252	234	213	186	148	93	29	0
44	26-oct	258	241	224	201	169	122	56	0

3.2.- Operación esperada (modelo SimSEE)

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.

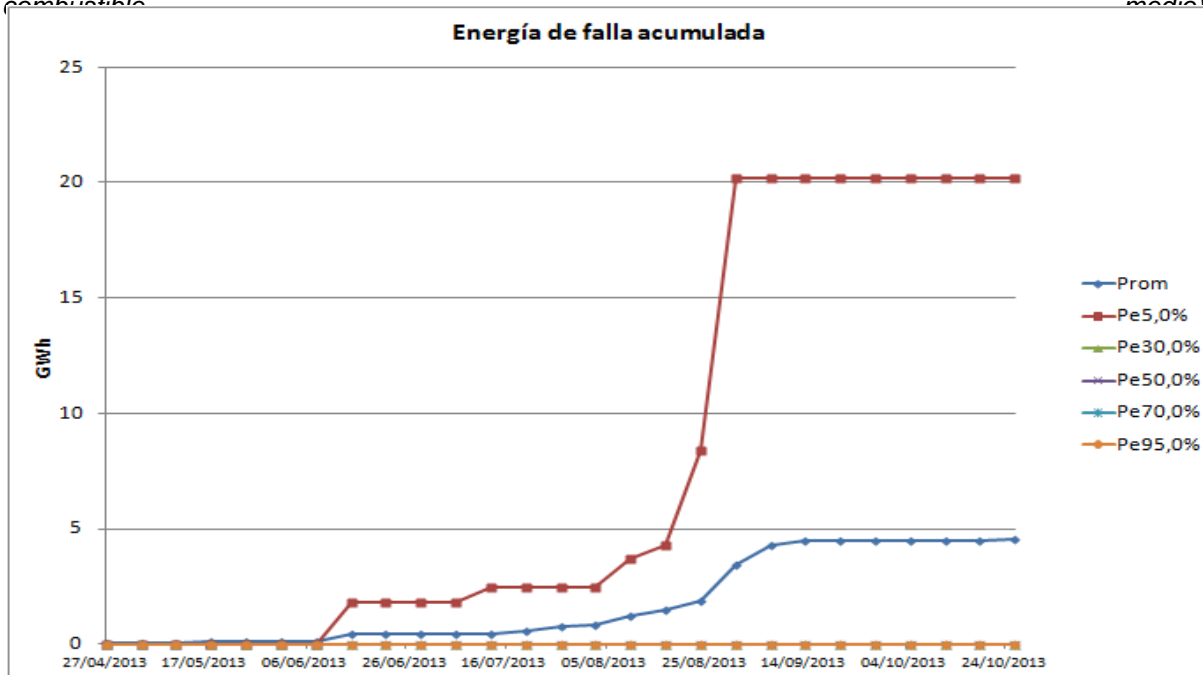
Tabla 6 Balance semestral (semanas 18/2013 a 44/2013) en valor esperado

GENERACION (GWh)	PEst Mayo-Octubre 2013 SimSEE
Terra	413
Baygorria	309
Palmar	969
Total Río Negro	1691
Salto Grande	2364
Total Hidraulica	4055
Battle 5a Unidad	134
Battle 6a Unidad	154
Battle Sala B	42
PTI	358
CTR	22
TGAA	0
CTR + TGAA	22
APR 1+2+3	216
Ciclo combinado	0
MVA/MVB (Aggreko)	18
Motores	159
Total Térmica	1104
CEMSA 1	0
Imp Gas Bolivia (Cemsa 2 + Albanesi)	0
Importac. Ocasional	0
Imp. Conv. Rivera	0
Importación	0
Generación Distr.	352
UPM	116
Autoproductores	468
Exportación	-36
Falla 1	1
Falla 2	2
Falla 3	1
Falla 4	1
Total Falla	5
Demanda Total	5596

3.3.- 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 1 Probabilidad de Excedencia de Falla para el caso de referencia (demanda media .precio de combustible)



3.3.1.- Falla global en el período estacional (SimSEE)

Se presenta en el siguiente gráfico la distribución de probabilidad de excedencia de energía de falla para el período (semanas 18 de 2013 a 44 de 2013), en % sobre la demanda del período.

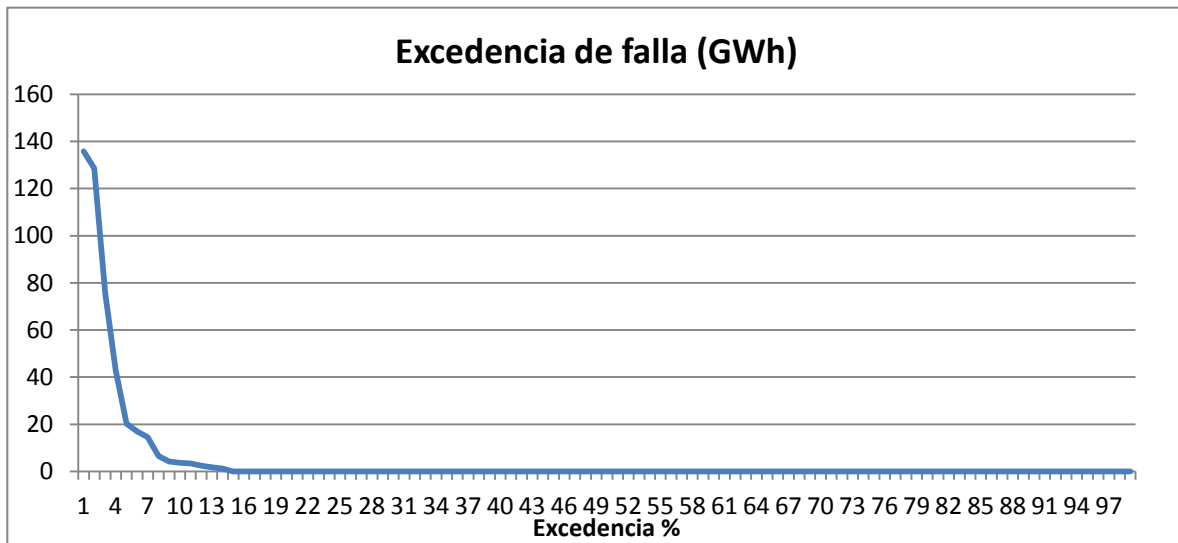
Gráfico 1: Probabilidad de Excedencia de Falla



Se observa que la probabilidad de ocurrencia de algún tipo de restricción al consumo en el período se sitúa en el 14%, alcanzándose una profundidad máxima en torno al 2,5%.

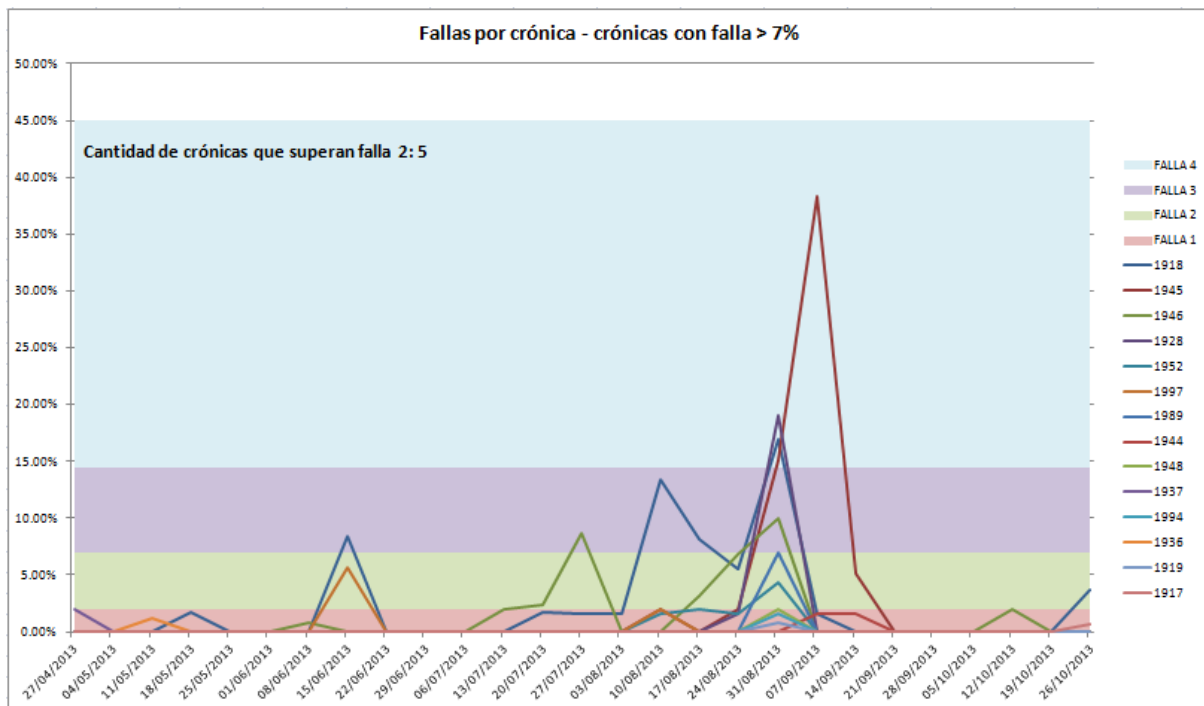
La distribución de falla en energía puede verse en el siguiente gráfico.

Gráfico 3: Probabilidad de Excedencia de Falla – Distribución de energía



3.3.2.- Análisis de la evolución semanal del despacho de Falla (SimSEE)

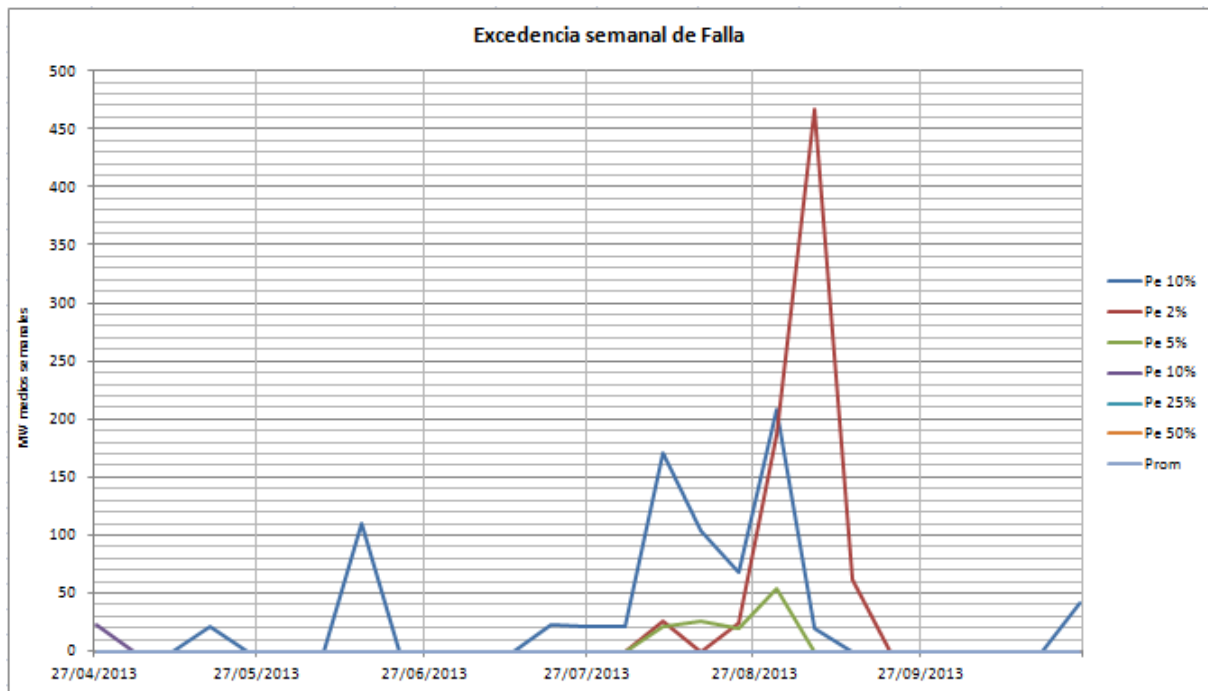
Gráfico 4. Crónicas con falla



La gráfica anterior indica que, considerando la **falla semanal**, el máximo nivel de falla alcanzado en el período estacional (semana 18 a 44) es del 38.3 % de la demanda, correspondiente a la crónica de 1945. Asimismo se observa que solamente 5 crónicas superan el nivel de falla 2.

A continuación se presentan las curvas de excedencia semanal de falla.

Gráfico 5. Curvas de excedencia semanal de falla



3.4.- Precio Marginal (SimSEE)

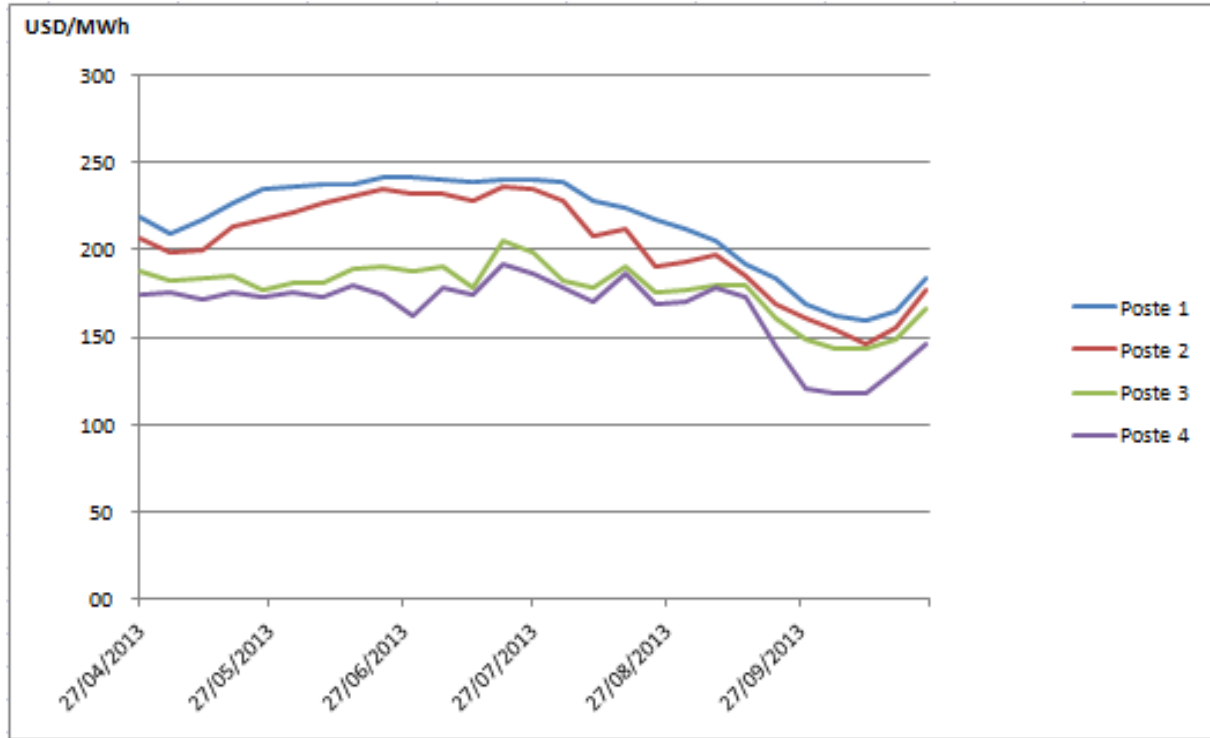
Se presentan información sobre los precios marginales en el período para el caso de referencia (demanda media y precio de barril de petróleo medio).

El Costo Marginal Promedio topeado en 250 USD/MWh, para el período es de 180.24 USD/MWh..

Tabla 7 Distribución de probabilidad del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por crónica (USD/MWh) para el caso de referencia (demanda media, precio de combustible medio).

USD/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
5%	250,0	250,0	250,0	250,0
30%	249,3	249,3	249,3	249,3
50%	231,0	238,4	232,4	221,7
70%	149,5	184,9	150,8	117,0
95%	21,7	93,5	3,8	0,5
promedio	180,24	204,9	177,5	165,7

Gráfico 6. Variación a lo largo del semestre (semanas 07 de 2013 a 18 de 2013) del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por poste para el caso de referencia (demanda media y WTI a 95 USD/bbl).





ANEXO

RESULTADOS CON MODELO EDF

4.- ANEXO: Resultados com modelo EDF**4.1.- 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.

4.2.- 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, para 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
---------------------------------	--------------------------	------------------------------	-----------------------------

Tabla 7 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 1 (EDF)

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180
	CLASE	1	1	1	1	1	1	1	1
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	207	207	207	207	207	207	207	207
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	340	340	340	340	340	340	340	340
semana	Fecha inicial								
18	27-Apr	1790	760	420	280	249	232	212	193
19	4-May	1780	730	400	278	248	226	208	189
20	11-May	1510	610	360	263	236	217	200	180
21	18-May	1210	520	321	250	229	213	194	174
22	25-May	1550	650	360	260	248	234	219	202
23	1-Jun	1390	580	336	258	243	227	212	193
24	8-Jun	1350	550	318	261	245	231	218	198
25	15-Jun	1260	510	300	258	238	226	213	190
26	22-Jun	1300	510	308	258	242	234	221	198
27	29-Jun	1210	480	297	254	240	230	216	189
28	6-Jul	1230	460	298	252	237	226	212	189
29	13-Jul	1190	450	290	252	233	222	207	179
30	20-Jul	1080	420	285	245	234	223	207	177
31	27-Jul	1010	400	282	244	236	225	211	186
32	3-Aug	1030	400	279	252	238	230	216	189
33	10-Aug	1070	410	290	252	241	235	223	191
34	17-Aug	1050	400	289	245	239	232	216	175
35	24-Aug	1180	410	300	250	237	232	215	179
36	31-Aug	680	390	269	240	236	229	209	171
37	7-Sep	780	440	284	247	240	232	214	178
38	14-Sep	840	460	302	244	239	229	210	169
39	21-Sep	1040	540	338	260	243	236	222	177
40	28-Sep	1180	600	370	270	243	238	226	175
41	5-Oct	1270	640	380	278	248	238	226	190
42	12-Oct	1430	710	410	285	255	241	229	199
43	19-Oct	1600	790	440	308	254	243	231	202
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

Tabla 8 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 2 (EDF)

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180
	CLASE	2	2	2	2	2	2	2	2
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	207	207	207	207	207	207	207	207
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	340	340	340	340	340	340	340	340
semana	Fecha inicial								
18	27-Apr	1350	570	336	249	226	203	183	159
19	4-May	1460	590	340	260	230	207	188	166
20	11-May	1310	520	323	254	225	206	188	166
21	18-May	1000	440	290	237	215	197	178	155
22	25-May	640	297	241	219	197	177	154	128
23	1-Jun	610	304	243	214	195	174	152	123
24	8-Jun	480	279	228	217	196	174	151	117
25	15-Jun	480	286	236	213	191	169	146	108
26	22-Jun	390	249	230	210	189	166	140	104
27	29-Jun	450	263	231	211	190	167	141	104
28	6-Jul	580	282	230	216	193	172	146	115
29	13-Jul	790	323	250	226	205	186	161	136
30	20-Jul	690	308	246	226	208	190	165	135
31	27-Jul	530	276	241	222	205	185	158	124
32	3-Aug	500	271	235	221	202	181	153	115
33	10-Aug	500	272	240	224	207	187	158	114
34	17-Aug	610	289	238	228	213	193	164	121
35	24-Aug	730	309	252	230	216	195	167	121
36	31-Aug	470	300	244	231	217	197	170	121
37	7-Sep	500	320	245	231	218	195	168	117
38	14-Sep	610	360	264	235	226	209	179	130
39	21-Sep	650	380	266	239	230	214	190	138
40	28-Sep	760	410	283	243	235	220	199	153
41	5-Oct	940	480	311	249	239	226	207	175
42	12-Oct	990	500	317	253	239	224	205	173
43	19-Oct	1030	510	324	255	237	222	203	173
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

Tabla 9 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 3 (EDF)

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180
	CLASE	3	3	3	3	3	3	3	3
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	207	207	207	207	207	207	207	207
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	340	340	340	340	340	340	340	340
semana	Fecha inicial								
18	27-Apr	600	305	228	195	170	151	131	98
19	4-May	460	275	214	186	162	142	121	89
20	11-May	380	237	205	180	157	137	114	81
21	18-May	339	239	202	178	156	135	110	73
22	25-May	360	223	197	173	151	132	105	79
23	1-Jun	316	224	197	175	153	132	104	79
24	8-Jun	282	206	188	165	142	122	96	63
25	15-Jun	274	223	197	175	152	130	104	66
26	22-Jun	290	225	205	182	159	136	110	71
27	29-Jun	320	250	207	187	163	140	113	77
28	6-Jul	390	235	211	190	165	141	112	80
29	13-Jul	350	236	210	188	163	136	102	84
30	20-Jul	288	227	206	184	158	131	97	73
31	27-Jul	275	234	205	183	158	129	96	64
32	3-Aug	310	231	209	188	163	134	99	66
33	10-Aug	316	243	206	187	162	131	96	59
34	17-Aug	410	223	208	187	163	131	96	55
35	24-Aug	540	241	217	198	175	144	105	61
36	31-Aug	281	239	220	203	182	150	109	59
37	7-Sep	307	253	225	209	188	156	115	61
38	14-Sep	350	255	230	215	196	172	131	69
39	21-Sep	400	276	237	221	204	182	146	82
40	28-Sep	470	296	243	225	209	190	164	110
41	5-Oct	580	317	259	235	221	202	179	142
42	12-Oct	660	360	254	237	222	205	181	151
43	19-Oct	770	390	275	235	225	207	186	159
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 10 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 4 (EDF)

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180
	CLASE	4	4	4	4	4	4	4	4
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	207	207	207	207	207	207	207	207
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	340	340	340	340	340	340	340	340
semana	Fecha inicial								
18	27-Apr	244	180	142	118	93	81	68	50
19	4-May	245	181	146	121	96	82	69	49
20	11-May	238	180	147	122	97	83	68	47
21	18-May	232	175	144	119	94	80	65	41
22	25-May	221	169	141	117	93	80	62	38
23	1-Jun	209	163	137	114	88	76	57	33
24	8-Jun	203	161	137	114	91	75	54	29
25	15-Jun	191	160	134	110	87	70	49	24
26	22-Jun	190	159	133	108	84	67	46	21
27	29-Jun	197	166	137	112	85	69	50	26
28	6-Jul	196	165	138	113	85	67	49	28
29	13-Jul	211	172	144	119	92	69	52	31
30	20-Jul	220	184	157	132	105	77	60	36
31	27-Jul	220	192	163	137	111	80	62	37
32	3-Aug	236	203	174	148	120	86	67	40
33	10-Aug	251	213	180	155	127	92	68	38
34	17-Aug	305	201	182	156	128	93	63	32
35	24-Aug	390	203	182	157	129	95	60	32
36	31-Aug	219	210	191	167	140	106	68	33
37	7-Sep	229	219	197	175	149	116	73	30
38	14-Sep	248	224	203	183	159	130	90	41
39	21-Sep	263	239	211	190	168	144	109	55
40	28-Sep	315	242	220	198	177	156	126	70
41	5-Oct	324	245	224	200	177	160	133	91
42	12-Oct	390	254	230	205	184	167	142	102
43	19-Oct	420	260	231	205	182	166	142	105
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

Tabla 11 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 5 (EDF)

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180
	CLASE	5	5	5	5	5	5	5	5
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	207	207	207	207	207	207	207	207
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	340	340	340	340	340	340	340	340
semana	Fecha inicial								
18	27-Apr	132	79	59	44	32	24	16	9
19	4-May	125	73	53	40	28	19	12	7
20	11-May	131	74	54	39	27	17	10	5
21	18-May	135	76	56	41	28	17	9	4
22	25-May	137	85	63	47	33	21	12	5
23	1-Jun	146	90	68	51	37	24	13	5
24	8-Jun	147	94	72	54	39	26	14	5
25	15-Jun	143	98	75	57	41	27	15	6
26	22-Jun	142	103	79	59	44	29	16	7
27	29-Jun	147	111	86	65	48	33	20	8
28	6-Jul	156	118	92	70	53	36	23	10
29	13-Jul	164	122	96	73	55	38	24	12
30	20-Jul	160	121	95	71	52	35	21	10
31	27-Jul	159	128	100	75	55	36	22	10
32	3-Aug	163	131	103	76	54	35	20	8
33	10-Aug	175	141	111	82	59	38	21	8
34	17-Aug	192	150	119	90	64	42	23	9
35	24-Aug	240	153	127	98	70	47	26	10
36	31-Aug	180	158	131	102	73	48	26	10
37	7-Sep	184	164	138	109	79	51	26	9
38	14-Sep	191	172	146	117	86	56	29	10
39	21-Sep	198	179	153	125	94	63	35	13
40	28-Sep	208	185	159	133	103	71	39	14
41	5-Oct	225	197	173	148	120	89	54	22
42	12-Oct	240	209	184	160	136	107	71	36
43	19-Oct	263	218	192	168	145	119	86	51
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

4.3.- Balance energético

Tabla 12: Balance semestral (semanas 18-2013 a 44-2013) en valor esperado

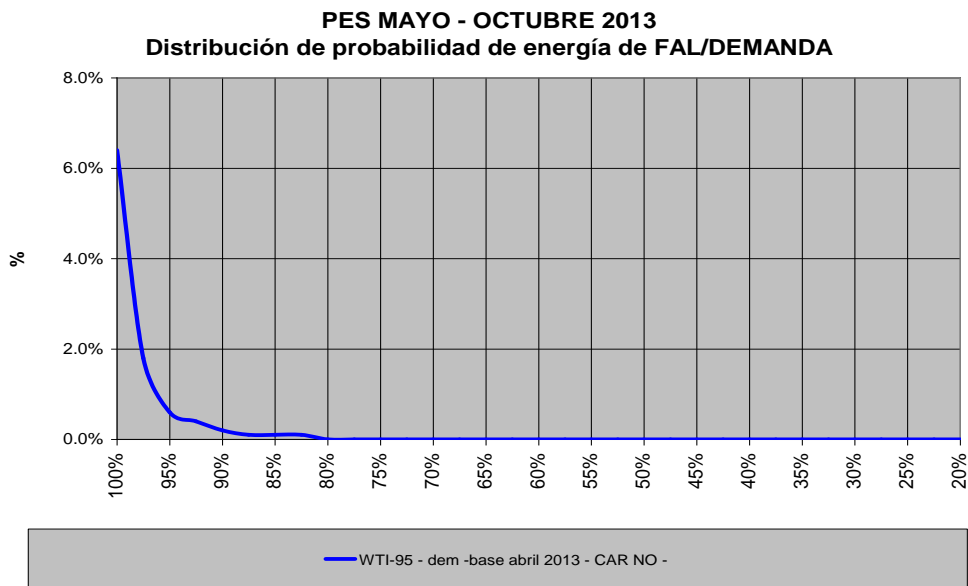
PES MAYO - OCTUBRE 2013 - Semanas 18/2013 a 43/2013	
2013 SI - 2014 NO - 2015 NO - 2016 NO ESCENARIO Seco - Costos	
GENERACIÓN (GWh)	WTI-95 - dem -base abril 2013 - CAR NO -
Terra	437
Baygorria	321
Palmar	1003
Total Río Negro	1761
Salto Grande	2235
Total Hidráulica	3996
Battle 5ª Unidad	130
Battle 6ª Unidad	146
Battle Sala B	31
PTA TGE GN	0
PTA TGE GO	352
PTA CC GN	0
PTA CC GO	0
CTR+TGAA	33
Motores	150
Total Térmica	843
CEMSA I +GMSA	0
RIVERA 70 MW	0
CONTINGENTE INV	0
S/D	0
CEMSA II	0
OC GO	0
GEN DIST	345
UPM	130
S/D	0.00
GEN ARREND. AGGREKO	12
APR GN	0
APR GO	171
Exportación	-96
FALLA 1	3
FALLA 2	4
FALLA 3	2
FALLA 4	1
TOTAL Falla	9
Demanda Total	5411

4.4.- Probabilidad de Excedencia de Falla

4.4.1.- 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 2013 a 44 de 2013), en % sobre la demanda del período.

Gráfico 9: Probabilidad de Excedencia de Falla



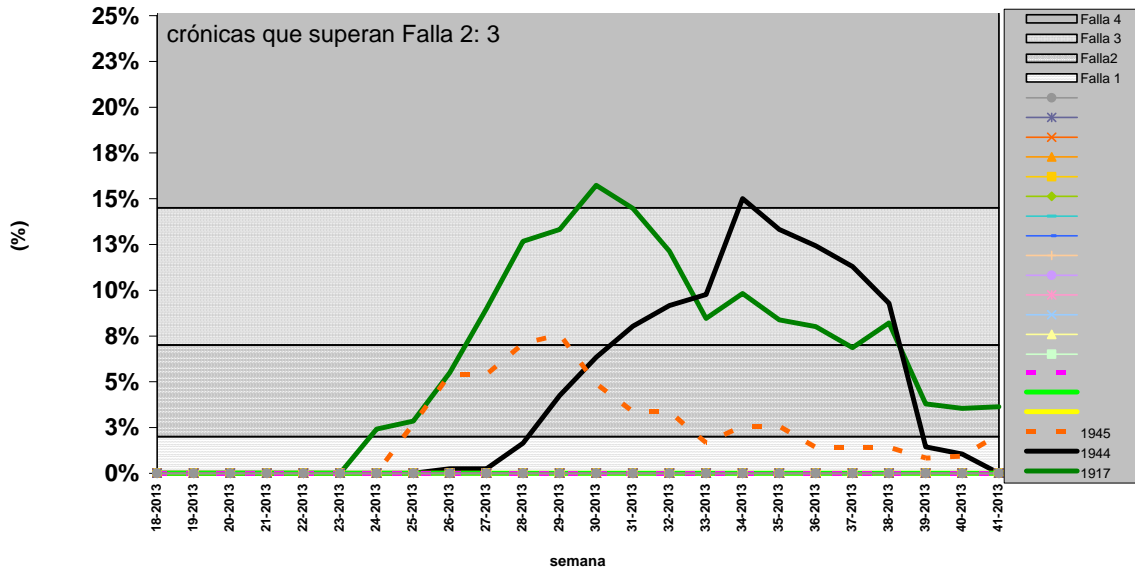
Se observa que la probabilidad de ocurrencia de algún tipo de restricción al consumo en el período se sitúa en el 20%, alcanzándose una profundidad máxima en torno al 6%. La distribución de falla en energía puede verse en el siguiente gráfico.



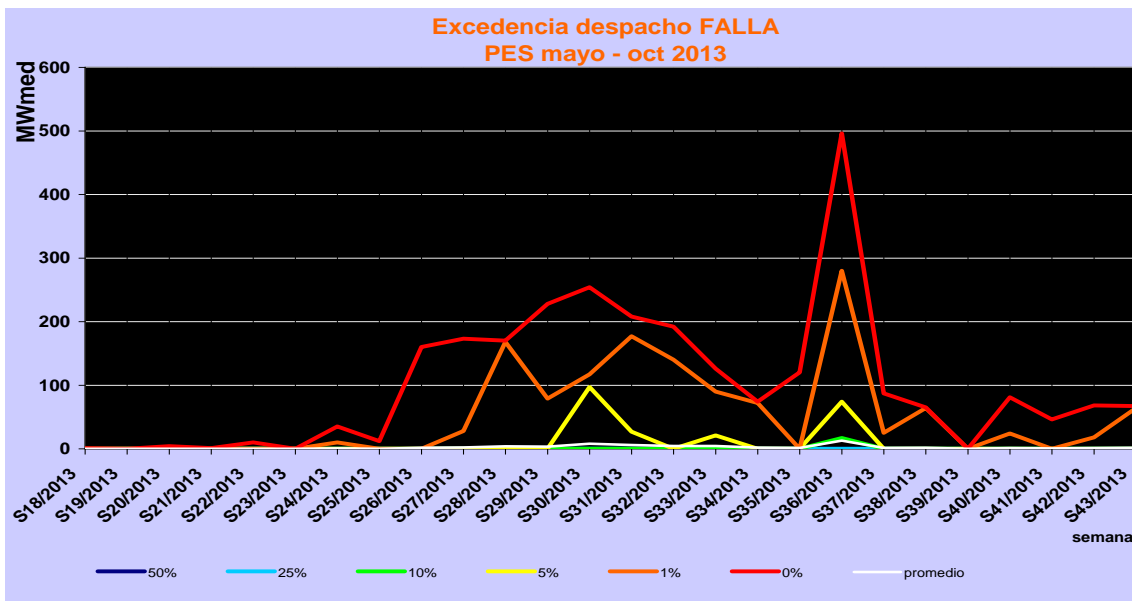
4.4.2.- Análisis de la evolución semanal del despacho de Falla

Gráfico 10: Caso base, crónicas con falla máxima superior al escalón F2 (Falla representada según Tabla 8).

FALLA POR CRONICA - CAR No - WT195 -- CRONICAS CON FALLA MAXIMA > 7.00% ENTRE SEMANAS 2013-18 A 2013-43 - 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 16 % de la demanda, correspondiente a la crónica de 1917. A continuación se presentan las curvas de excedencia semanal de falla.



Análisis semanal de Abastecimiento de la demanda

CAR No - WTI95 -

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 (%)
18-2013	27-4	1.0%	1	0.2	179.3	0%	0%
19-2013	4-5				192.7		
20-2013	11-5	1.0%	1	0.8	194.1	0.4%	0%
21-2013	18-5	1.0%	1	0.2	197.6	0.1%	0%
22-2013	25-5	1.0%	1	1.6	202.6	0.8%	1%
23-2013	1-6				213.2		
24-2013	8-6	2.0%	2	3.7	219.5	1.7%	3%
25-2013	15-6	1.0%	1	2.0	216.0	0.9%	1%
26-2013	22-6	1.0%	1	26.9	223.3	12.0%	12%
27-2013	29-6	2.0%	2	16.9	215.5	7.8%	13%
28-2013	6-7	4.0%	4	15.9	212.8	7.5%	13%
29-2013	13-7	3.0%	3	18.3	218.8	8.3%	17%
30-2013	20-7	7.9%	8	16.7	232.6	7.2%	18%
31-2013	27-7	8.9%	9	11.1	229.8	4.8%	15%
32-2013	3-8	4.0%	4	18.1	226.6	8.0%	14%
33-2013	10-8	6.9%	7	10.6	217.0	4.9%	10%
34-2013	17-8	3.0%	3	9.3	213.2	4.4%	6%
35-2013	24-8	1.0%	1	20.2	200.9	10.1%	10%
36-2013	31-8	11.9%	12	18.3	213.0	8.6%	39%
37-2013	7-9	3.0%	3	7.4	209.1	3.6%	7%
38-2013	14-9	4.0%	4	7.1	207.9	3.4%	5%
39-2013	21-9				198.2		
40-2013	28-9	3.0%	3	5.9	201.6	2.9%	7%
41-2013	5-10	1.0%	1	7.8	189.5	4.1%	4%
42-2013	12-10	4.0%	4	4.0	195.4	2.0%	6%
43-2013	19-10	3.0%	3	9.3	190.4	4.9%	6%



ÍNDICE

1.- Resumen ejecutivo.....	2
2.- Hipótesis.....	2
2.1.- Demanda y Falla	3
2.2.- Combustibles Líquidos	5
2.3.- Combinación de casos a analizar - demanda/combustible	7
2.4.- Parque térmico	7
2.5.- Parque hidráulico.....	13
2.6.- Generación Distribuida	13
2.7.- Red de Trasmisión	16
2.8.- Comercio internacional.....	16
2.9.- Simulación: Cotas de inicio y otros	17
3.- Resultados de la operación esperada con SimSEE	18
3.1.- Política de operación de largo plazo de la central G. Terra (SimSEE)	18
3.2.- Operación esperada (modelo SimSEE)	23
3.3.- Probabilidad de excedencia de Falla (SimSEE).....	24
3.4.- Precio Marginal (SimSEE).....	27
4.- ANEXO: Resultados com modelo EDF.....	30
4.1.- Política de Operación de Largo Plazo de la Central G. Terra.....	30
4.2.- Valores del agua de Terra de la optimización.	30
4.3.- Balance energético	36
4.4.- Probabilidad de Excedencia de Falla	37