



Programación Anual de Mantenimiento
Abril 2013 – Setiembre 2013

CONTROL DE VERSIONES

Fecha	Versión	Comentarios
30/4/2013	1	Versión preliminar
10/05/2013	2	Versión aprobada



1. Resumen ejecutivo.

Las previsiones asociadas al fenómeno ENSO indican que se esperan condiciones medias para el período en estudio. Sin embargo en el período en estudio existen mantenimientos de larga duración sobre unidades grandes, están previstos o a estudio ingresos de nuevos generadores con fechas aun no confirmadas (Montes del Plata, instalación de generación eólica) y continúa difícil la situación en Argentina, lo que ha llevado a no modelar importación con ese origen. Los valores considerados para la disponibilidad de recursos de generación y de importación se ajustan a la experiencia reciente y a las expectativas para el futuro inmediato según la información disponible al día de hoy.

Las limitaciones en el suministro de gas oil, mencionadas en el punto 2, actúan aun con el parque generador a gas oil que existe hoy en el país, particularmente de ocurrir aportes inferiores a alguna de las 5 crónicas mas secas de la serie (ver gráficos 8 y 9).

De los gráficos de excedencia de falla se concluye que los mantenimientos mayores fueron ubicados de un modo aceptable para el sistema desde un punto de vista probabilístico. Sin embargo, el impacto de los trabajos sobre la red de transmisión que indisponen toda la generación instalada en Punta del Tigre por período de unos 5 días al inicio del invierno y de la primavera es significativo.

Si bien SimSEE realiza una operación ligeramente mas cara y logra reducir el despacho de falla, los resultados obtenidos con edf y SimSEE son similares, llevando a las mismas conclusiones.

En virtud de las consideraciones anteriores se recomienda:

- aceptar las solicitudes de mantenimiento recibidas.
- que los agentes generadores presten especial atención al cumplimiento de los cronogramas propuestos.
- extremar los esfuerzos tendientes a disminuir la duración de las indisponibilidades y sobre todo flexibilizar las fechas de realización de los trabajos sobre la red de transmisión por el cambio de conexión de la Central Punta del Tigre a la nueva estación Brujas 500kV a fin de poder aprovechar mejoras ocasionales en los aportes a las centrales hidráulicas así como informar los cambios que puedan surgir con la mayor antelación posible.
- extremar los esfuerzos en la coordinación a realizar con ANCAP a los efectos de asegurar la máxima disponibilidad posible de gas oil hasta tanto no se levanten las limitaciones mencionadas.

En lo que sigue de este informe se presenta el PAM y el análisis de la probabilidad de ocurrencia y profundidad del despacho de Falla.



2. Hipótesis.

Las hipótesis utilizadas corresponden a las consideradas en la re-programación estacional realizada en Febrero 2013, salvo los ajustes que se indican a continuación.

Sobre las solicitudes recibidas y la evolución prevista de las indisponibilidades en curso se destaca:

- 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.

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 mas secas de la serie (ver gráficos 8 y 9). 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.

2.1 Precio de los combustibles

Se considera el WTI a 95 U\$S/bbl y los siguientes valores para los derivados:

Precio de combustible derivado (WTI / BRENT (USD/barril))	95 / 114
Fuel Oil (USD/Ton)	677
Gas Oil (USD/m3)	900
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	737

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

Tabla 1

Valores a ingresar en el modelo, WTI 95 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. Battle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	177.7	177.7
C. Battle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	254.2	329.9
C. Battle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	205.7	248.4
C. Battle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	208.2	265.9
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

2.2 Importación

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).

2.3 Parque generador nacional

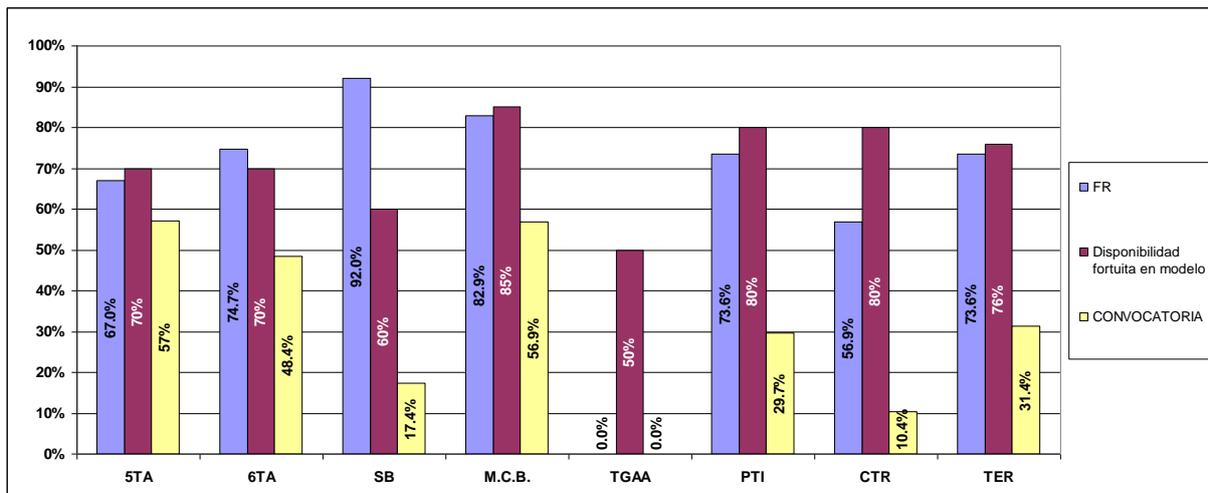
La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios.

Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre según reprogramación estacional de febrero de 2013 (en la semana 36 de 2014 se espera la entrada en servicio de la primera turbina, quedando para la semana 44 de 2014 el ingreso al sistema de la segunda turbina y la combinación del ciclo -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- se prevé en la semana 16 de 2016).

Factor de respuesta unidades térmicas de UTE, período Setiembre 2012 – Marzo 2013:

Gráfico 1



Los valores de disponibilidad que se grafican como usados en el modelo son los actuales, previos a la realización de los mantenimientos mayores. Una vez cumplidos los mismos se prevé una mejora en el desempeño de las unidades que se representa en el modelo como un aumento en la disponibilidad fortuita. Los valores de CTR se ven afectados por una reparación sobre CTR2 que se representó indisponiendo la unidad en el modelo por lo que y como la central tuvo baja convocatoria en el período se considera que el valor de 80% sigue siendo una aproximación útil. En cuanto a la Sala B, en el registro no se tuvo en cuenta el anticipo necesario para poder convocar la Central (entre 15 y 20 días).



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 con una intención clara de ejecución.

A continuación se presenta el detalle usado en el escenario de referencia.

BIOMASA:

CARACTERIZACIÓN	NUMERACIÓN	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	26
	NOMBRE	Las Rosas	Liderdat	ERT (Fenirol)	Bioener	Alur	Wayerhaeuser	Galofer	Ponlar	200 MW Biomasa : Montes del Plata	200 MW Biomasa : 1ra etapa	UPM
	AÑO DE INICIO	2004	2010	2009	2010	2010	2010	2010	2012	2013	2014	
	SEMANA DE INICIO	48	28	48	15	45	9	35	13	32	1	
	POTENCIA DISPONIBLE MW	1.0	4.9	8.8	11.5	5.0	5.0	12.5	7.0	60.0	40.00	30.00
	FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	100%	70%	95%
RANGO 1	AÑO COMIENZO	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2013	2014	2012
	SEMANA COMIENZO	1	1	1	1	18	1	1	13	32	1	36
	AÑO FIN	2012	2012	2012	2012	2015	2012	2012	2012	2013	2014	2012
	SEMANA FIN	52	52	52	52	52	52	52	52	35	52	52
	POTENCIA DISPONIBLE	1.0	4.85	8.8	11.5	5.0	5	12.5	7	45	40	10
	FACTOR DE UTILIZACIÓN	5.00%	40%	50%	50%	40%	50%	70%	20%	100%	50%	100%



EOLICA:

CARACTERIZACIÓN	NUMERACIÓN														
	NOMBRE	Agroland	Nuevo Manantial 1	Caracoles 1	Nuevo Manantial 2	Kentilux	Caracoles 2	Libertador 2 (Ex Amplin 2)	Libertador 3 (Ex Amplin 3)	Luz de Mar	Luz de Loma (ex Fortuny)	Kentilux Ampliación	Nuevo Manantial 3	Fingano	Jistok
	AÑO DE INICIO	2008	2010	2009	2009	2011	2010	2015	2015	2014	2014	2012	2014	2015	2015
	SEMANA DE INICIO	18	36	6	48	14	25	14	14	10	10	49	23	14	14
	POTENCIA DISPONIBLE MW	0.3	9.0	10.0	4.0	10.0	10.0	7.5	7.5	18.0	20.0	7.20	5.00	50.0	50.00
	FACTOR DE UTILIZACIÓN	20%	15%	40%	18%	35%	40%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%

RANGO 1	AÑO COMIENZO	2012				2012					2014	2014				
	SEMANA COMIENZO	1				14					10	10				
	AÑO FIN	2012				2012					2014	2014				
	SEMANA FIN	52				14					26	26				
	POTENCIA DISPONIBLE	0.3				8					9	10				
	FACTOR DE UTILIZACIÓN	10%				40%					35%	35%				

CARACTERIZACIÓN	NUMERACIÓN																	
	NOMBRE	Palmatir	Luz de Río	Gemsa	Agua Leguas	Polesine	Estrellada	Molino de Rosas	Astidey	R del Sur	Libertador 4	Vientos de Pastoreale	Grupo Cobra Uruguay	Vengano	UTE-Electrobras - Rosendo Mendoza	UTE Leasing 1 - Juan Pablo Terra	UTE Leasing 2 - Paloma Salto	
	AÑO DE INICIO	2014	2014	2014	2014	2014	2015	2015	2015	2014	2015	2016	2015	2015	2014	2014	2015	
	SEMANA DE INICIO	10	14	23	30	23	10	45	36	12	32	1	23	27	26	36	12	
	POTENCIA DISPONIBLE MW	50.00	50.00	42.00	100.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	49.20	48.60	40.00	65.00	67.50	100.00	
	FACTOR DE UTILIZACIÓN	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	

RANGO 1	AÑO COMIENZO	2014	2014	2014	2014	2014					2014					2014	2014	2015
	SEMANA COMIENZO	10	14	23	30	23					12					26	36	12
	AÑO FIN	2014	2014	2014	2014	2014					2014					2014	2015	2015
	SEMANA FIN	25	30	36	52	41					23					52	12	40
	POTENCIA DISPONIBLE	25	25	21	50	25					25					32.5	33.75	50
	FACTOR DE UTILIZACIÓN	35%	35%	35%	35%	35%					35%					35%	35%	35%



Las fechas corresponden al ajuste realizado en febrero de 2013 en base a datos recibidos de la DNE y en consulta con generación de UTE. Se representa en el primer cuadro de cada planilla la potencia disponible y el factor de utilización que se tendría en el largo plazo. Para representar el ingreso paulatino de potencia a medida que avanzan las obras o para representar mejor el factor de utilización en el corto plazo se indican en el segundo cuadro las potencias y el factor de utilización para las fechas más cercanas.

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%

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	40%	70%
ERT (Fenirol)	50%	70%
Bioener	50%	70%
Alur	40%	70%
Wayerhaeuser	50%	70%
Galofar	70%	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 I)	35%	35%
Caracoles 2	40%	40%
Amplin 2	35%	35%
Amplin 3	35%	35%
Kentilux	35%	35%
Luz de Mar	35%	35%
Luz de Loma (antes Fortuny)	35%	35%
Llamado 150 MW eólica Ampliación (Eólica 2)	35%	35%
Llamado 400 MW (Eólica 2.5)	35%	35%
Kentilux Ampliación	35%	35%
UTE Diesel	2%	2%
Zendaleather	25%	25%

FOTOVOLTAICA:

Se espera la instalación de plantas según el siguiente cronograma:

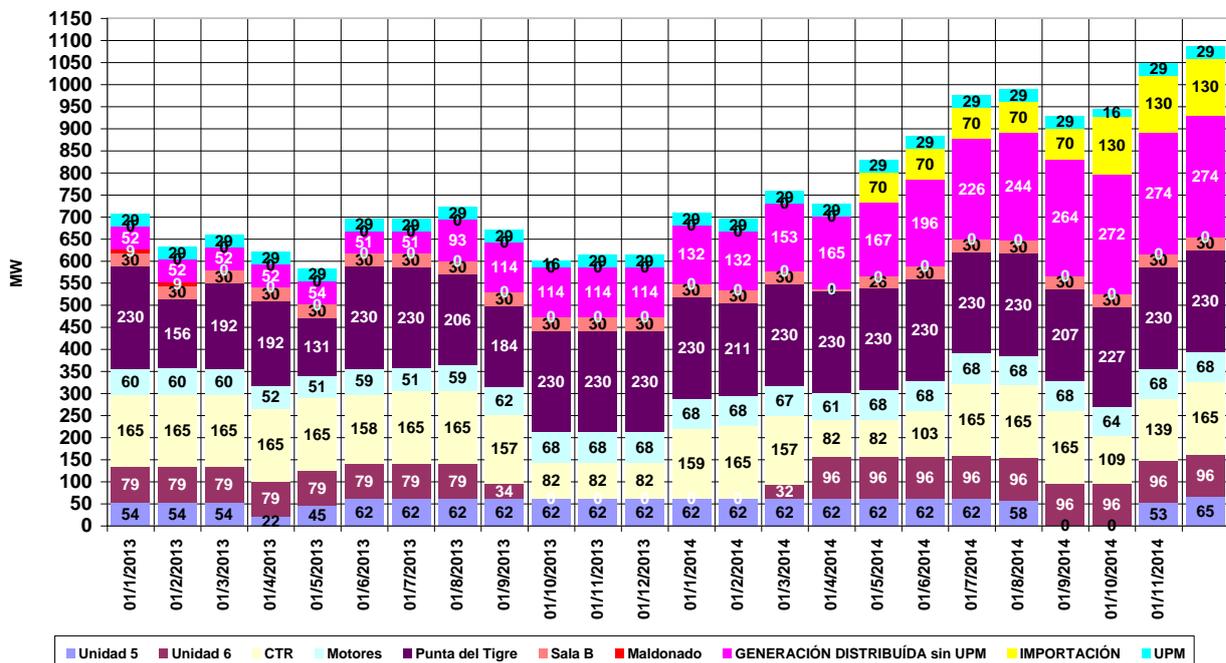
- 1 MW julio de 2014
- 5 MW setiembre de 2014
- 30 MW marzo de 2015



Se muestra a continuación un gráfico con la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):

Gráfico 3

RESPALDO DEL SISTEMA



3.1 Análisis de mantenimientos mayores 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 a lo sumo una semana. 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 19 de 2013 (mayo) y la semana 36 (setiembre) quedando indisponible la generación instalada en PTA. 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.

3.2 Análisis de falla

Tabla 2 Caso EDF sin CAR

Análisis semanal de Abastecimiento de la demanda

PAM - abr-set 13 - WT195 - CAR NO -

Crónicas de clase : 1 a 5 (101cr), en la semana16

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 (%)
16-2013	13-4	1.0%	1	0.2	173.5	0%	0%
17-2013	20-4				170.8		
18-2013	27-4	1.0%	1	2.0	181.7	1.1%	1%
19-2013	4-5	18.8%	19	11.7	195.3	6.0%	24%
20-2013	11-5	5.9%	6	9.2	196.6	4.7%	13%
21-2013	18-5	2.0%	2	3.5	200.3	1.7%	3%
22-2013	25-5	1.0%	1	5.7	205.4	2.8%	3%
23-2013	1-6	6.9%	7	4.0	216.0	1.8%	2%
24-2013	8-6	3.0%	3	2.8	222.4	1.3%	3%
25-2013	15-6	3.0%	3	4.8	218.8	2.2%	3%
26-2013	22-6	12.9%	13	12.8	226.3	5.6%	21%
27-2013	29-6	5.0%	5	20.7	218.5	9.5%	25%
28-2013	6-7	5.9%	6	14.5	215.8	6.7%	14%
29-2013	13-7	6.9%	7	12.3	221.8	5.5%	19%
30-2013	20-7	13.9%	14	13.2	235.8	5.6%	20%
31-2013	27-7	15.8%	16	14.0	233.0	6.0%	36%
32-2013	3-8	8.9%	9	12.1	229.6	5.3%	16%
33-2013	10-8	7.9%	8	12.5	220.1	5.7%	12%
34-2013	17-8	5.9%	6	8.3	216.2	3.8%	8%
35-2013	24-8	2.0%	2	15.9	203.7	7.8%	15%
36-2013	31-8	14.9%	15	16.4	216.0	7.6%	40%
37-2013	7-9	4.0%	4	7.9	212.1	3.7%	7%
38-2013	14-9	5.9%	6	6.1	210.9	2.9%	6%
39-2013	21-9				201.0		
40-2013	28-9	3.0%	3	6.2	204.4	3.0%	7%
41-2013	5-10	1.0%	1	10.0	192.2	5.2%	5%

Identificación del caso: PT13-023-0-001

Tabla 4 Caso EDF con CAR

Análisis semanal de Abastecimiento de la demanda

PAM - abr-set 13 - WT195 - CARSI -

Crónicas de clase : 1 a 5 (101cr), en la semana16

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 (%)
16-2013	13-4	3.0%	3	0.5	173.5	0%	1%
17-2013	20-4				170.8		
18-2013	27-4	1.0%	1	2.0	181.7	1.1%	1%
19-2013	4-5	18.8%	19	7.1	195.3	3.7%	19%
20-2013	11-5	5.9%	6	8.9	196.6	4.5%	13%
21-2013	18-5	2.0%	2	3.3	200.3	1.6%	3%
22-2013	25-5	1.0%	1	4.7	205.4	2.3%	2%
23-2013	1-6				216.0		
24-2013	8-6	2.0%	2	4.6	222.4	2.0%	3%
25-2013	15-6	3.0%	3	3.7	218.8	1.7%	2%
26-2013	22-6	5.0%	5	9.7	226.3	4.3%	13%
27-2013	29-6	4.0%	4	9.1	218.5	4.2%	7%
28-2013	6-7	5.0%	5	11.5	215.8	5.3%	12%
29-2013	13-7	5.0%	5	10.6	221.8	4.8%	13%
30-2013	20-7	10.9%	11	12.0	235.8	5.1%	12%
31-2013	27-7	14.9%	15	9.8	233.0	4.2%	15%
32-2013	3-8	6.9%	7	12.5	229.6	5.4%	16%
33-2013	10-8	5.9%	6	12.8	220.1	5.8%	11%
34-2013	17-8	5.0%	5	11.2	216.2	5.2%	10%
35-2013	24-8	2.0%	2	13.6	203.7	6.7%	12%
36-2013	31-8	11.9%	12	20.6	216.0	9.5%	33%
37-2013	7-9	4.0%	4	8.7	212.1	4.1%	9%
38-2013	14-9	5.0%	5	6.3	210.9	3.0%	6%
39-2013	21-9				201.0		
40-2013	28-9	3.0%	3	6.2	204.4	3.0%	7%
41-2013	5-10	1.0%	1	10.0	192.2	5.2%	5%

Identificación del caso: PT13-023-0-002

Sigue un gráfico con la evolución de la falla en aquellas crónicas que alcanzan o superan **Falla 3** en el período abril a setiembre de 2013 (se toma la falla promedio en 5 semanas móviles a los efectos de considerar el beneficio por el uso del lago de Salto Grande):

Gráfico 4 Caso EDF sin CAR

FALLA POR CRONICA - PAM - abr-set 13 - WT195 - CAR NO - - CRONICAS CON FALLA MAXIMA > 7.00% ENTRE SEMANAS 2013-16 A 2013-41 - SIN CRONICAS EXCLUIDAS

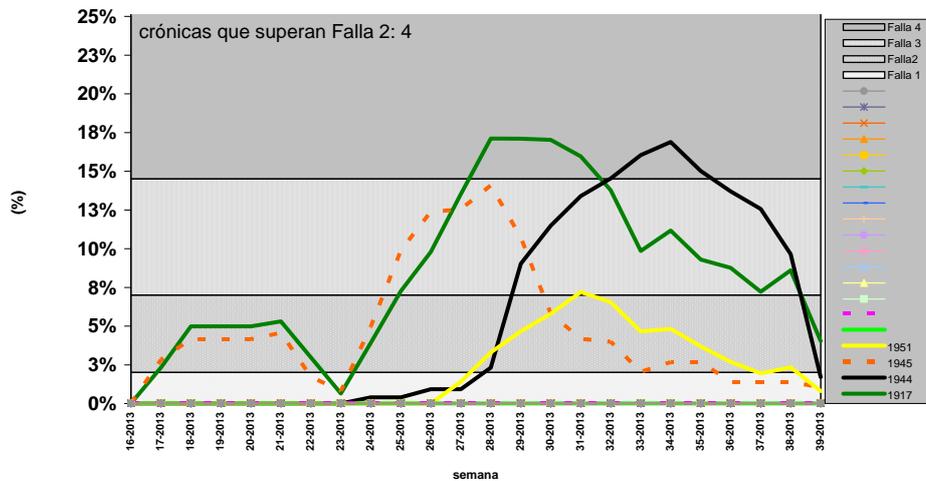


Gráfico 5 Caso EDF con CAR

FALLA POR CRONICA - PAM - abr-set 13 - WT195 - CARSI - - CRONICAS CON FALLA MAXIMA > 7.00% ENTRE SEMANAS 2013-16 A 2013-41 - SIN CRONICAS EXCLUIDAS

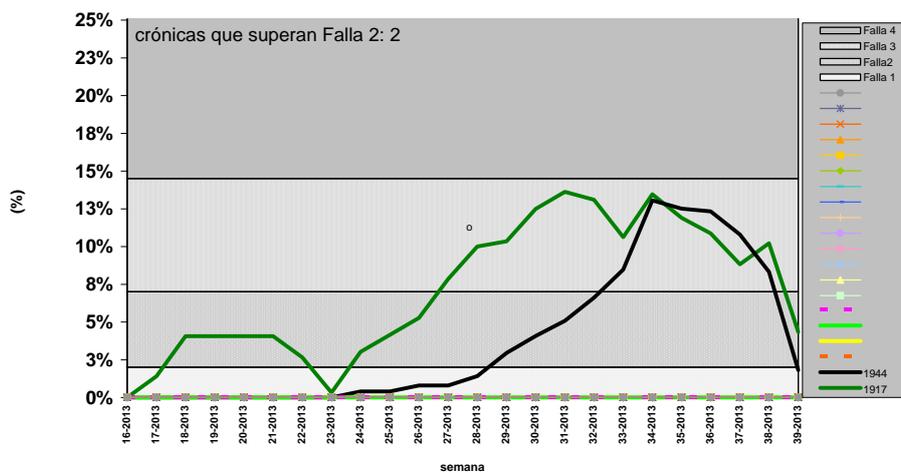




Tabla 5 Caso EDF sin CAR

Cantidad de crónicas que alcanzan:	Falla promedio en 5 semanas. semanas 16 2013 a 41 2013
	mtto PAM
Falla 1	42
Falla 2	13
Falla 3	4
Falla 4	2

Tabla 6 Caso EDF con CAR

Cantidad de crónicas que alcanzan:	Falla promedio en 5 semanas. semanas 16 2013 a 41 2013
	mtto PAM
Falla 1	41
Falla 2	9
Falla 3	2
Falla 4	0

A continuación se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla semanal y los períodos en los que existen unidades térmicas indisponibles.

Gráfico 6 Caso EDF sin CAR

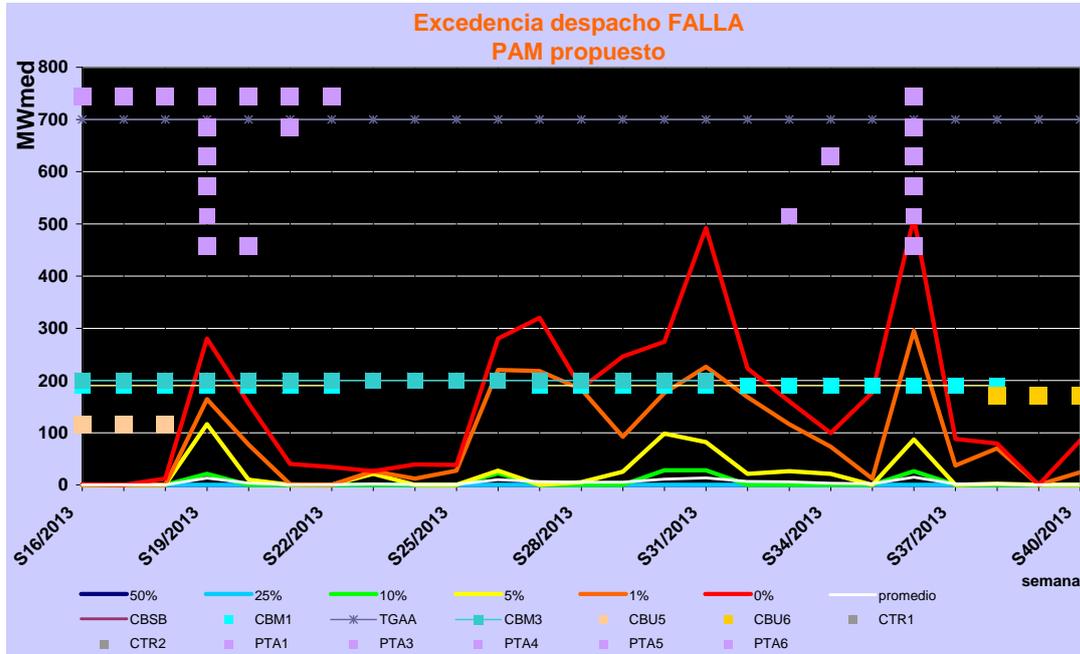
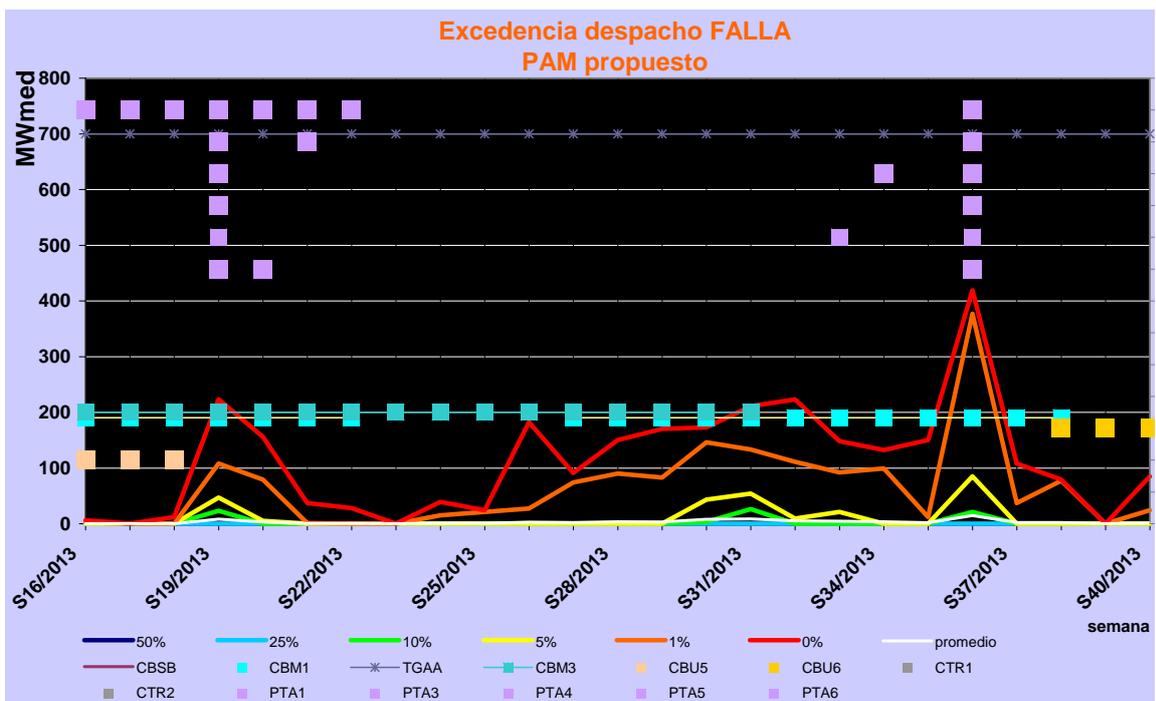


Gráfico 7 Caso EDF con CAR





Nota: durante las semanas 19 y 36 las indisponibilidades graficadas incluyen las unidades APR instaladas en Punta del Tigre.

BALANCE ENERGÉTICO Y COSTOS

Preliminar - RePES febrero - abril 2013 - Semanas 16/2013 a 41/2013

2013 SI - 2014 NO - 2015 NO - 2016 NO - 2017 NO
 ESCENARIO Seco - Costos - (0.0% - 100%)

GENERACIÓN (GWh)	WTI-95 - dem -base enero 2013 CAR NO -	WTI-95 - dem -base enero 2013 CAR SI -
Terra	422	418
Baygorria	317	307
Palmar	980	963
Total Río Negro	1719	1688
Salto Grande	2186	2186
Total Hidráulica	3904	3874
Battle 5ª Unidad	133	136
Battle 6ª Unidad	169	191
Battle Sala B	38	39
PTA TGE GN	0	0
PTA TGE GO	371	376
PTA CC GN	0	0
PTA CC GO	0	0
CTR+TGAA	58	51
Motores	151	164
Total Térmica	920	956
CEMSA I +GMSA	0	0
RIVERA 70 MW	0	0
CONTINGENTE INV	0	0
S/D	0	0
CEMSA II	0	0
OC GO	0	0
GEN DIST	317	317
UPM	131	131
S/D	0.00	0.00
GEN ARREND. AGGREKO	18	22
APR GN	0	0
APR GO	212	211
Exportación	-82	-85
FALLA 1	5	4
FALLA 2	6	5
FALLA 3	4	2
FALLA 4	3	1
TOTAL Falla	18	13
Demanda Total	5438	5438

COSTOS ESCALADOS

COSTO (MUS\$)	WTI-95 - dem -base enero 2013 - CAR NO -	WTI-95 - dem -base enero 2013 - CAR SI -
Térmico fuel oil	75.1	80.3
Térmico fuel oil Motores	26.9	29.2
Térmico gas oil	109.6	108.6
Térmico gas	0.0	0.0
Total Térmico	211.6	218.1
Salto Grande	32.8	32.8
CEMSA I +GMSA	0.0	0.0
RIVERA 70 MW	0.0	0.0
CONTINGENTE INV	0.0	0.0
S/D	0.0	0.0
CEMSA II	0.0	0.0
OC GO	0.0	0.0
GEN DIST	28.5	28.5
UPM	18.9	18.9
S/D	0.0	0.0
GEN ARREND. AGGREKO	5.0	6.1
APR GN	0.0	0.0
APR GO	56.0	55.7
Exportación	-1.2	-1.3
Cargo Fijo	48.7	48.7
Total Intercambios	-1.2	-1.2
Total Autop + otros	47.4	47.4
FALLA 1	1.8	1.4
FALLA 2	3.8	3.1
FALLA 3	9.0	5.8
FALLA 4	10.6	3.9
TOTAL Falla	25.1	14.2
Costo Operativo UTE	400.3	407.6
Costo Operativo País	367.5	374.8
Costo Total UTE	425.4	421.8
Costo Total País	392.6	389.0
Cota promedio final (m)	78.06	78.12

Nota: a los efectos de valorar la falla se tomaron los valores del decreto recientemente aprobado por el P.E. (CTR+10% para el primer escalón, 600 U\$/MWh para el segundo, 2400 U\$/MWh para el tercero y 4000 U\$/MWh para el cuarto).

Gráfico 8 Caso EDF sin CAR

Consumo de Gas oil acumulado

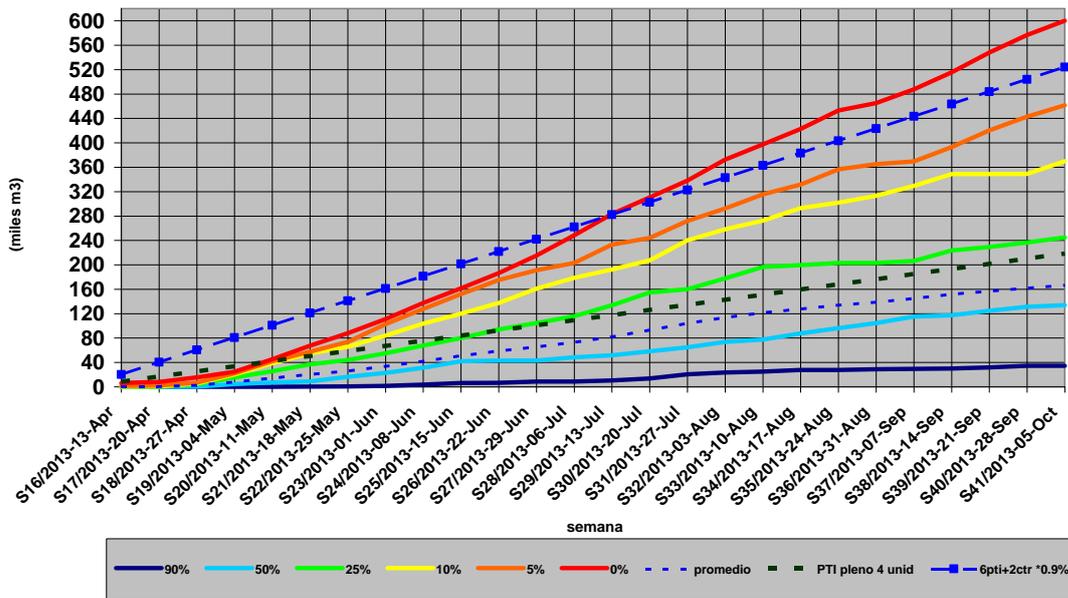
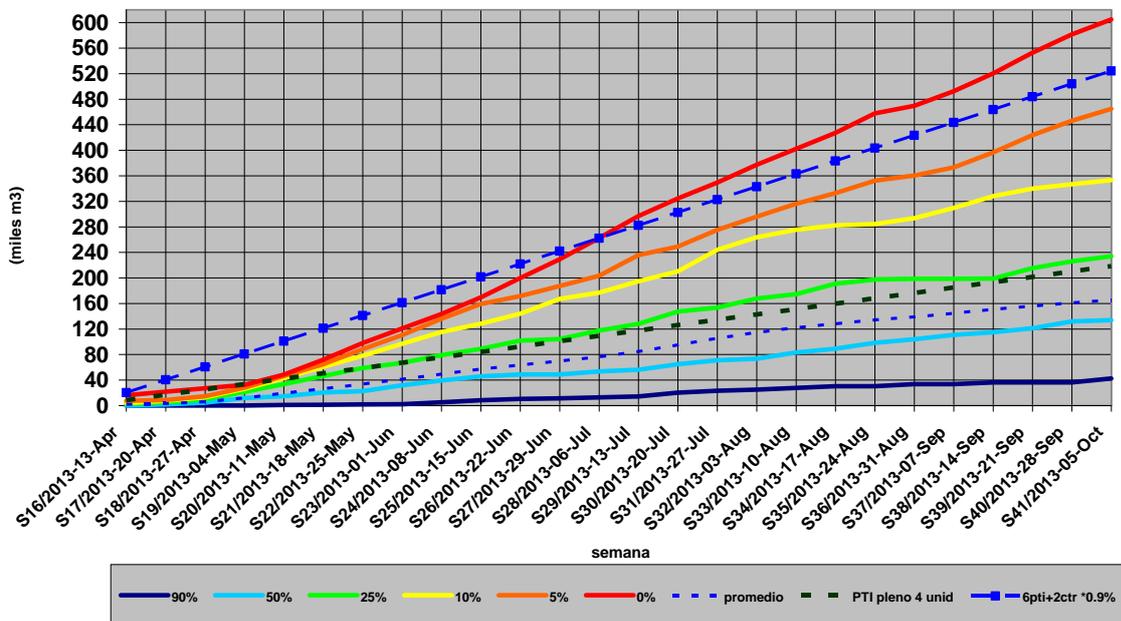


Gráfico 9 Caso EDF con CAR

Consumo de Gas oil acumulado





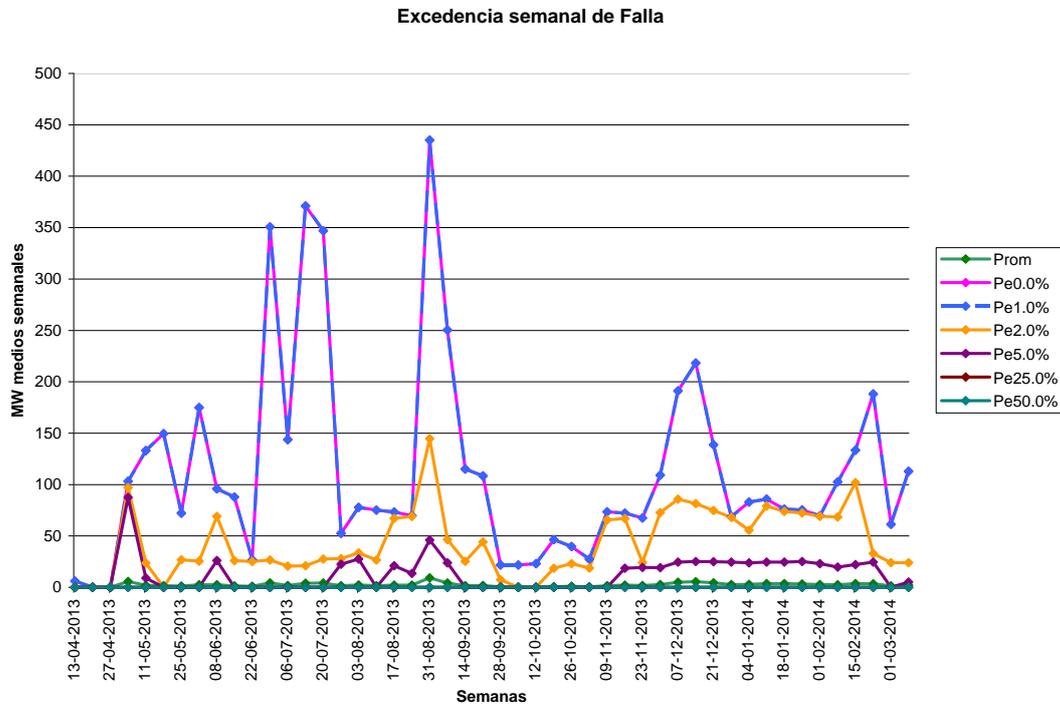
Nota: se presenta el consumo de 6 PTA y 2 CTR con 90% de disponibilidad porque corresponde a unos 3000 m³/día, del orden del consumo de Gas Oil que ANCAP puede suministrar en forma permanente (previendo los consumos con una anticipación no menor a los 2 meses).

3.3 Resultados Obtenidos utilizando SimSEE:

3.3.1 Excelencia de falla (semanas 16 a 41 de 2013)

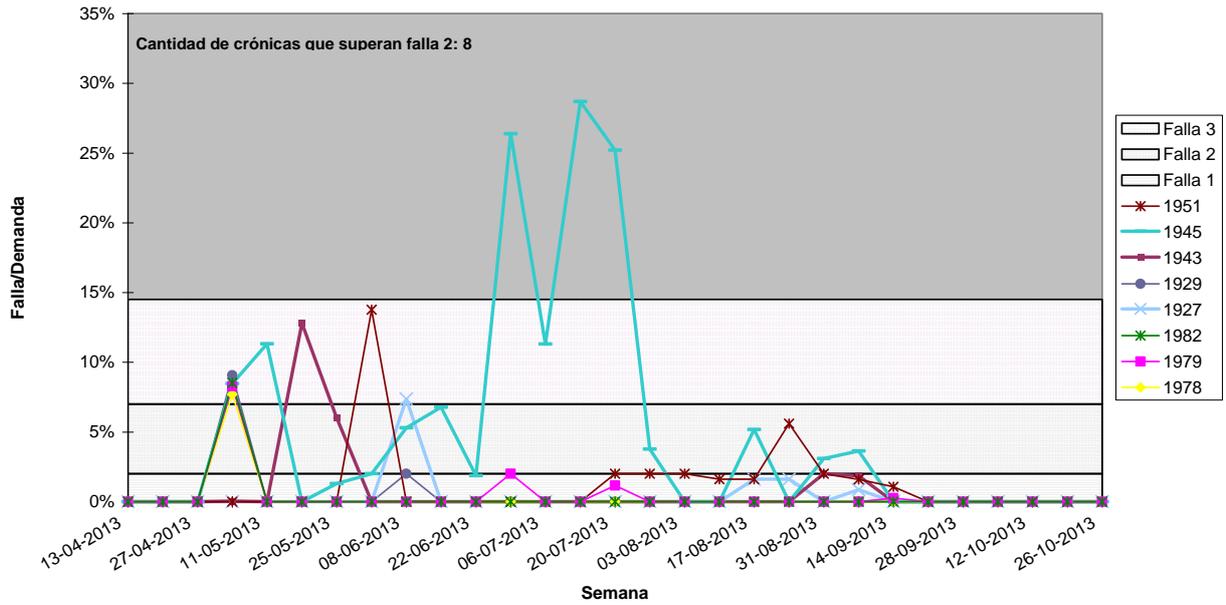


3.3.2 Excelencia semanal de falla (semanas 16 a 41 de 2013)



3..3.3 Falla por crónicas (semanas 16 a 41 de 2013)

Falla por crónica - crónicas con falla > 7%
semana 16 a 41 de 2013





3..3.4 Balance

BALANCE ENERGÉTICO Y COSTOS

SimSEE

semana 16 de 2013 a 40 de 2013

GENERACIÓN (GWh)	PAM abril-octubre 2013 falla DNE
Terra	392
Baygorria	289
Palmar	916
Rio Negro	1597
Salto Grande	2202
Total Hidráulica	3799
Battle 5ª Unidad	144
Battle 6ª Unidad	177
Battle Sala B	49
PTA TGE GN	0
PTA TGE GO	343
CTR	41
TGAA	0
Motores	177
Total Térmica	931
CEMSA I +GMSA	0
RIVERA 70 MW	1
CONTINGENTE RESTO	0
GEN DIST	326
APR	237
AGGREKO	26
UPM	127
Exportación	-35
FALLA 1	4
FALLA 2	3
FALLA 3	2
FALLA 4	1
TOTAL Falla	10
Demanda Total	5422

COSTO (MUS\$)	PAM abril-octubre 2013 falla DNE
Battle 5ª Unidad	29.6
Battle 6ª Unidad	36.8
Battle Sala B	12.4
Motores FO	31.5
Térmico Fuel oil	110.2
PTA GN	0.0
MOTORES GAS	0.0
Térmico GN	0.0
PTA GO	85.1
CTR	12.7
TGAA	0.0
Térmico gas oil	97.8
Total Térmico	208.0
Salto Grande	33.0
CEMSA I +GMSA	0.0
RIVERA 70 MW	0.3
CONTINGENTE RESTO	0.0
GEN DIST	29.5
APR	62.7
AGGREKO	7.2
UPM	18.5
Exportación	-0.5
Cargo Fijo	48.7
Total Intercambios	-0.2
Total Autop + otros	117.9
FALLA 1	1.2
FALLA 2	1.8
FALLA 3	3.9
FALLA 4	5.6
TOTAL Falla	12.5
Costo Operativo UTE	407.4
Costo Operativo País	374.4
Costo Total UTE	419.9
Costo Total País	386.8
Cota promedio final (m)	78.31



Simulación con datos históricos.

Se observa que:

1. Considerando la importancia de las intervenciones mayores previstas para 2013, suspender los mantenimientos trae aparejado el riesgo de que las unidades continúen deteriorando su desempeño y aumenta la probabilidad de falla intempestiva con la consecuente disminución en la capacidad de respuesta operativa. Se destaca la importancia de cumplir los cronogramas propuestos, ya que posibles atrasos que provoquen disminuciones adicionales del respaldo en el invierno de 2013 no son admisibles en las actuales condiciones del sistema (energía disponible en la región, restricciones en la logística de abastecimiento de combustibles, variabilidad hidrológica).
2. Las limitaciones en el suministro de gas oil que se prevé permanezcan vigentes a lo largo de 2013 hacen que el desempeño del sistema sea particularmente sensible al cumplimiento del plan de expansión en base a biomasa (en particular Montes del Plata) y eólica.



4. ANEXOS

4.1 ANEXO 1- Información de Agentes

Fenirol:

- 1) Del 23/4 al 26/4 del 2013.
- 2) Del 1/10 al 15/10 del 2013.

Galofer:

Mayo: 1 semana (fecha a definir en función de viajes de técnicos del exterior).

Julio: 1 semana (fecha a definir en función de viajes de técnicos del exterior).

Fin de año: 23 de diciembre al 2 de enero. Licencia de operadores y mantenimiento.

UPM:

15 días para la segunda quincena de setiembre.

Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de UTE

CENTRALES TERMICAS	
Enviado por:	Tacuabé Cabrera
Fecha de recepción:	22/03/2013
Solicitud de aclaración:	

Año 2013:



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	Central Battle	Central Battle	CTR	CTR	PTA	PTA	PTA	PTA	PTA
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	Unidad 5	Unidad 6	1	2	1	2	4	6	Repuesto
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Lavado Químico para la eliminación de incrustaciones y depósitos en la superficie interna de los tubos de agua	Tareas de mantenimiento programado mecánico, calderería, eléctricas, control y automatismos	AGC	Overhaul + AGC	Cambio turbina de baja presión (LPT) + Sección caliente	Overhaul	Cambio sección caliente	Cambio de rodamiento del rotor	Overhaul
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	20 días (15 de abril al 5 de mayo)	180 días	1 semana	90 días (a partir del 1 de octubre)	7 días 2da semana de mayo	7 días (a partir del 5 de agosto)	7 días (a partir de mediados de agosto)	F/S hasta junio	No corresponde
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	
Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Transmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados;	No	No	No	No	No	No	No	No	
Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificultan cambiar las fechas solicitadas, causas de incertidumbre sobre duración de trabajos o sobre las fechas de realización de los mismos, etc.	Coordinación con técnicos que vienen del exterior	La fecha de comienzo depende de que se tenga operativa entre otras la licitación P44522	La fecha de comienzo depende de algunas compras	La fecha de comienzo depende de algunas compras					



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

CENTRAL	Terra, Baygorria y Palmar
Enviado por:	Mario Albornoz
Fecha de recepción:	21/03/2013
Solicitud de aclaración:	--/--/--
Tipo de Generación:	Hidráulica
Unidades informadas:	BON1-BON4, BAY1-BAY3, PAL1-PAL3

PLANIFICACION QUINQUENAL 04-2013

		Terra				Baygorria			Constitución			Observaciones
		U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U1	U2	U3	
2013	1S	15 d	12 d					11 d	20 d		15 d	Bay 1 Reparación Rotor con Fabricante
	2S					90d			15 d			
2014	1S			12 d	12 d		20d					Bay 2 Cambio de sellos de turbina
	2S						12d		15 d			
2015	1S	12 d	12 d			12d					15 d	
	2S						12d		15 d			
2016	1S			12 d	12 d			12d		15 d		
	2S					12d					15 d	
2017	1S	12 d	12 d				12 d		15 d			
	2S							12 d		15 d		



Mantenimiento ya efectuado o en curso



Sigue el detalle 2013-2014:

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	CH Terra	CH Terra	CH Baygorria	CH Baygorria	CH Constitución	CH Constitución	CH Constitución
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	U 1	U 3	U 1	U 2	U 2	U 3	U 1
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar:	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado	Mantenimiento Programado, segunda fase reparación rotor, proyecto del fabricante	Mantenimiento programado. Cambio sellos alabes Rodete Turbina	Mantenimiento correctivo del acuíñado del rotor	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir:	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	15 días. Del 1/04/2013 al 17/04/2013	12 días en primer semestre 2014.	90 días en segundo semestre 2013	20 días en primer semestre 2014.	20 días en primer semestre 2013	15 días en primer semestre 2013	15 días en segundo semestre 2013
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión):	Ninguna	Ninguna	Baja el caudal turbinado de BAY a 600 m ³ /s, baja la potencia disponible de BAY a 70 MW	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad:	No corresponde	No corresponde	C.H.BON debe controlar nivel abajo si no se hace vertimiento técnico en BAY	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Trasmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados:	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificulten cambiar las fechas solicitadas, causas de incertidumbre sobre duración de trabajos o sobre las fechas de realización de los mismos, etc.			Hay daños en rotor que fueron reparados provisoriamente en 2012 y deben ser reparados definitivamente, si no se reparan, potencialmente pueden provocar daños mayores en el generador. Mientras la solución provisoria siga siendo efectiva, se puede postergar la parada de 90 días, indefinidamente, de lo contrario la parada puede ser forzada.		Corrección del acuíñado del rotor del alternador realizado en 2012		

Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de CTM-SG

CENTRAL	CTM-SG
Enviado por:	CTM
Fecha de recepción:	29/01/2013
Solicitud de aclaración:	--/--/--
Tipo de Generación:	Hidráulica
Unidades informadas:	1 a 14



CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO ESTACIONAL DE GENERADORES

CTM SALTO GRANDE

Prog. Estacional Mayo/2013 - Octubre/2013

Máquina	Día Desde	Día Hasta	Tipo de Mantenimiento	Tarea	Día Desde	Día Hasta	Tipo de Mantenimiento	Tarea
SGDEHI01	14-05-13	17-05-13	Correctivo	Generador	16-11-15	17-01-16	Mantenimiento Mayor	General
SGDEHI02	21-05-13	24-05-13	Correctivo	Generador	11-01-16	11-03-16	Mantenimiento Mayor	General
SGDEHI03	28-05-13	31-05-13	Correctivo	Generador				
SGDEHI04	04-06-13	07-06-13	Correctivo	Generador				
SGDEHI05	11-06-13	14-06-13	Correctivo	Generador	10-11-14	11-01-15	Mantenimiento Mayor	General
SGDEHI06	05-01-15	06-03-15	Mantenimiento Menor	General				
SGDEHI07	18-06-13	21-06-13	Correctivo	Generador	14-11-16	15-01-17	Mantenimiento Mayor	General
SGDEHI08	25-06-13	28-06-13	Correctivo	Generador	09-01-17	10-03-17	Mantenimiento Mayor	General
SGDEHI09	02-03-15	01-04-15	Mantenimiento Mayor	Rodete				
SGDEHI11	02-07-13	05-07-13	Correctivo	Generador	05-03-14	04-04-14	Mantenimiento Mayor	Rodete
SGDEHI12	11-11-13	11-12-13	Mantenimiento Mayor	Rodete				
SGDEHI13	06-01-14	08-03-14	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI14	01-05-13	04-05-13	Mantenimiento Mayor	General				



RE: Plan Anual de Mantenimiento

bruno.vuan para: gbatista

cc: [eduardo.hernandez](mailto:eduardo.hernandez@adme.com.uy), [eduardo.hernandez](mailto:eduardo.hernandez@adme.com.uy)

04/04/2013 15:47

[Mostrar detalles](#)

Historial: Este mensaje ha sido respondido y remitido.

Gabriela,
La previsión de UPM para este año son 15 días para la segunda quincena de setiembre.
Saludos,
Bruno

Bruno Vuan | Technical Manager, Fray Bentos Mill | Tel. +598 99 864 092 | bruno.vuan@upm.com
UPM | P.O. Box 62026, Ruta Puente Puerto km 307 | UY-65000 Fray Bentos, URUGUAY | www.upm.com

UPM – The Biofore Company
UPM leads the integration of bio and forest industries into a new, sustainable and innovation-driven future.

If you print this email, please recycle it. Only a few other materials are as renewable, sustainable and recyclable as paper.

From: Teresa Fernandez [<mailto:T.Fernandez@adme.com.uy>]



RE: Plan Anual de Mantenimiento

Juan Isasa para: dnc

cc: "Teresa Fernandez", [mguadalupe](mailto:mguadalupe@adme.com.uy)

02/04/2013 12:04

[Mostrar detalles](#)

Historial: Este mensaje ha sido respondido y remitido.

Estimados, de acuerdo a lo solicitado les informo el plan de mantenimiento de Fenirol para el periodo solicitado:

- 1) Del 23/4 al 26/4 del 2013
- 2) Del 1/10 al 15/10 del 2013

Si necesitan nota formal nos avisan que se las hacemos llegar.

Aprovecho para informarles que hemos suspendido la parada prevista para el día de hoy postergándose para el 23/4.

Saludos



Ing. Juan Isasa
Gerente de Planta
Energía Renovable Tacuarembó - Fenirol S.A.
Tel.: (+598) 4633 1700 int. 12
Cel.: (+598) 98 601582
Mail: jisasa@ert.com.uy
Ruta 26 km 238,5 - Tacuarembó, Uruguay



Plan de mantenimiento Galofer

Jorge Martínez para: 'Gabriela Batista'

09/04/2013 10:26

[Mostrar detalles](#)

Historial: Este mensaje ha sido respondido y remitido.

Estimada Gabriela

Te informo las paradas previstas en Galofer para mantenimiento

Mayo: 1 semana (fecha a definir en función de viajes de técnicos del exterior)
Julio: 1 semana (fecha a definir en función de viajes de técnicos del exterior)
Fin de año: 23 de diciembre al 2 de enero. Licencia de operadores y mantenimiento

Saludos

Jorge



ÍNDICE

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2.	HIPÓTESIS.....	3
2.1	Precio de los combustibles	4
2.2	Importación	4
2.3	Parque generador nacional	4
3.	PAM ABRIL 2013	11
3.1	Análisis de mantenimientos mayores de Trasmisión	14
3.2	Análisis de falla	15
3.3	Resultados Obtenidos utilizando SimSEE:.....	22
4.	ANEXOS.....	27
4.1	ANEXO 1- Información de Agentes.....	27