



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Programación Anual de Mantenimiento
Octubre 2013 – Marzo 2014

CONTROL DE VERSIONES

Fecha	Versión	Comentarios
14/10/2013	1	Versión preliminar
25/10/2013	2	Versión aprobada sin observaciones de agentes



1. Resumen ejecutivo.

Las previsiones asociadas al fenómeno ENSO indican que se esperan condiciones medias para el período en estudio, salvo en cuenca media del río Uruguay para la que CPTEC prevé condiciones algo más secas que las medias.

En el período en estudio existen mantenimientos de larga duración sobre unidades grandes, y están previstos ingresos de nuevos generadores. Los valores considerados para la disponibilidad de recursos de generación y de importación se ajustan a los valores históricos.

Se analizaron los siguientes escenarios (las semanas informadas son las de fin de los mantenimientos):

Casos		5ta Central Batlle	CTR 2
1	CB5 s40 – CTR s4	Semana 40 de 2013	Semana 4 de 2014
2	CB5 s10 – CTR s10	Semana 10 de 2014	Semana 10 de 2014
3	CB5 s40 – CTR s10	Semana 40 de 2013	Semana 10 de 2014

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 de la primavera es significativo e impacta en la realización de trabajos sobre el parque generador (unidad 2 de CTR y Baygorria se recomiendan disponibles durante el trabajo en BRU500 por seguridad ante contingencias de red).

Los resultados obtenidos con EDF y SimSEE son similares, llevando a las mismas conclusiones.

Se observa que:

- 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 verano de 2014 no son admisibles en las actuales condiciones del sistema (energía disponible en la región, restricciones en la logística de abastecimiento de combustibles, variabilidad hidrológica).



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- Los dos tanques adicionales para gas oil, que tienen fechas de entrega en noviembre el de Punta de Tigre y fines de diciembre el de Tablada, aumenta las probabilidades de complicaciones para lograr su llenado pues en el verano son más las crónicas con altos niveles de consumo, no existiendo excedentes en la capacidad de bombeo.
- Las limitaciones en el suministro de fuel oil que se prevé permanezcan vigentes a lo largo de 2013 y de gas oil que se extenderían al menos hasta abril de 2014 en las actuales condiciones, hacen que el desempeño del sistema sea particularmente sensible al cumplimiento del plan de expansión en base a biomasa y eólica

.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 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 principales novedades respecto a la Programación Estacional vigente consisten en:

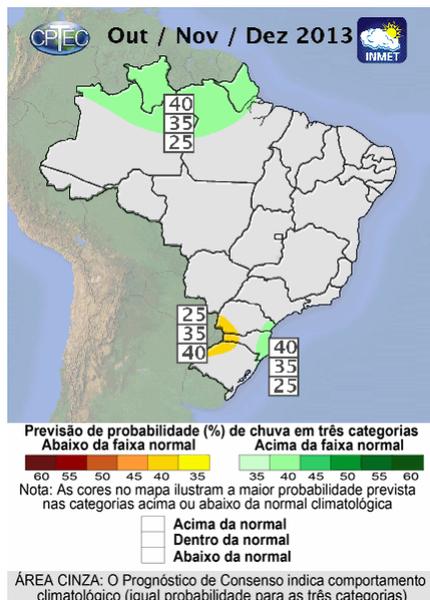
- Existe incertidumbre sobre la disponibilidad de la 5ta unidad de Central Batlle. A la fecha se encuentra indisponible y en reparación. Se representan dos casos, el primero con la 5ta unidad indisponible hasta el 5 de Octubre de 2013 y el segundo con la 5ta unidad indisponible hasta la semana 10 de 2014.
- En la central Punta del Tigre se han completado las reparaciones mayores y ciclo de mantenimientos previstos para el período, por lo que se espera un desempeño sin contratiempos para los próximos meses.
- Se hicieron algunos ajustes en las fechas de entrada en servicio de los parques eólicos, con la información disponible al día de elaboración de este informe.
- A nivel de logística de abastecimiento de combustibles, se agrega una restricción en el suministro de Fuel Oil a las imperantes para el Gas Oil. Desde octubre a diciembre Petrobras informó a ANCAP que no puede suministrar más de 10.000^{m3}/mes. ANCAP puede completar hasta 30.000^{m3} en octubre pero para noviembre el máximo serían 20.000^{m3} y en diciembre la alternativa consiste en contratar un embarque extrazona, el cual tendría un sobrecosto de 30U\$\$/ton respecto al Fuel Oil motores.

Las limitaciones mencionadas actúan de ocurrir las crónicas mas secas de la serie. Sin embargo, dada la actual situación hidrológica y que las proyecciones climáticas indican que se espera un régimen normal hasta diciembre, 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. El principal riesgo en este sentido está en el desempeño de las unidades a Fuel Oil, las cuales están a la espera de mantenimientos mayores (con duraciones previstas de entre 4 y 6 meses).

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



2.1 Clima



Según CPTEC:

“Para o noroeste do Rio Grande do Sul, oeste de Santa Catarina e sudoeste do Paraná, a previsão por consenso indicou uma distribuição de 25%, 35% e 40% de probabilidade de ocorrência de precipitação nas categorias acima, normal e abaixo da normal climatológica do período, respectivamente. Para as demais áreas do Brasil, a previsão indicou comportamento climatológico (igual probabilidade para as três categorias).”

2.2 Precio de los combustibles

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Precios de combustibles para la programación estacional Mayo-Octubre 2013

Referencia de Barril WTI (USD/barril)

Precio de combustible derivado	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

Tabla 1

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. Battle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	177.3	177.3
C. Battle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	255.2	331.4
C. Battle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	206.5	249.4
C. Battle 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

2.3 Importación

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

A partir de la semana 18 del año 2014 se supondrá:

- 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.

Esta estimación tiene como hipótesis que a partir de esa fecha la situación en Argentina haya mejorado y que, además, exista alguna disponibilidad a través de la convertora de Melo desde Brasil

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).

2.4 Parque generador nacional

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

Ciclo Combinado: en la semana 9 de 2015 se espera la entrada en servicio de la primera turbina (170 MW), quedando para la semana 26 de 2015 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 32 de 2016.

Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

En rojo se muestran los valores propuestos para uso en los modelos como disponibilidad fortuita.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

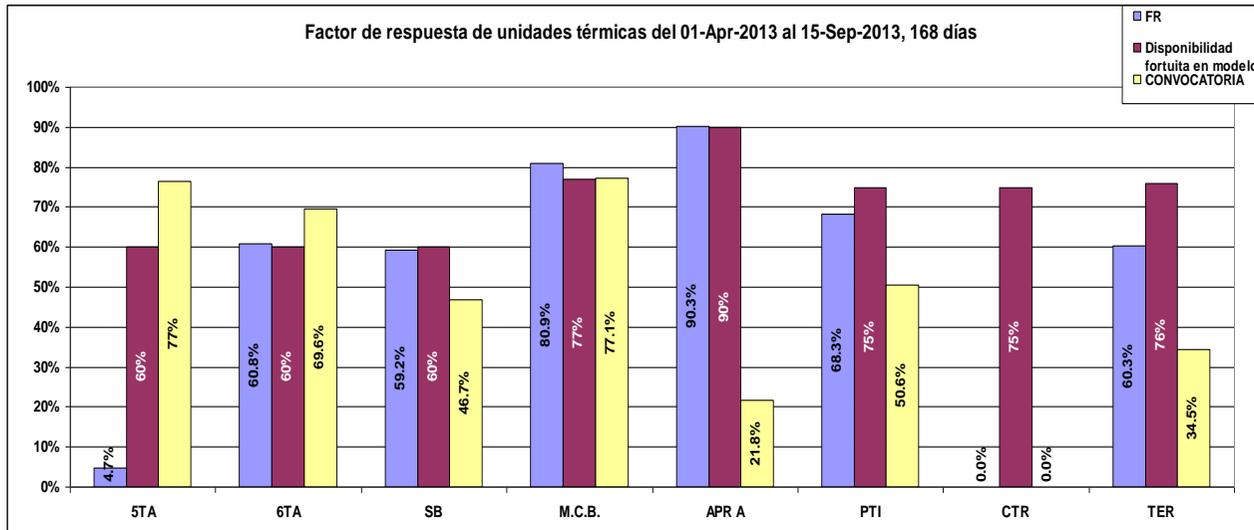


Gráfico 1



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Se observa un deterioro respecto al desempeño medido en el período anterior, representado en el gráfico siguiente:

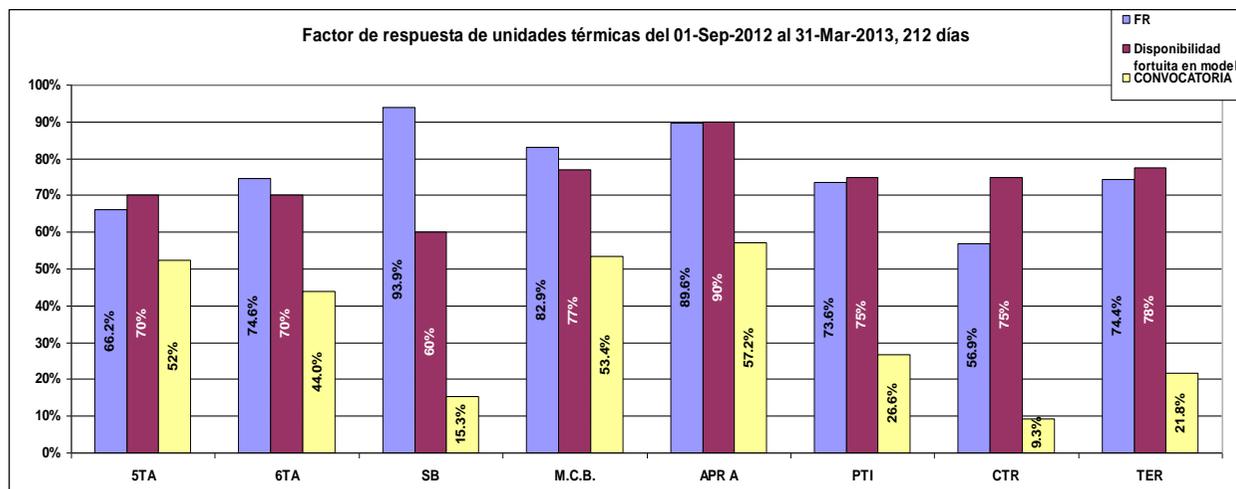


Gráfico 2

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 (el comentario aplica a las calderas de Central Batlle, se retoma el 70% luego de las reparaciones mayores previstas en este PAM).



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

La generación distribuida fue representada mediante una potencia equivalente, 100% de disponibilidad y costo nulo. En la representación se descontaron los consumos propios.

La fuente de información para las fechas de los cronogramas de expansión representados es la DNE.



3. PAM octubre 2013

Se corrieron los casos, con EDF sin CAR y SimSEE versión 4.06.

Tabla 2: Escenarios analizados

Casos		5ta Central Batlle	CTR 2
1	CB5 s40 – CTR s4	Semana 40 de 2013	Semana 4 de 2014
2	CB5 s10 – CTR s10	Semana 10 de 2014	Semana 10 de 2014
3	CB5 s40 – CTR s10	Semana 40 de 2013	Semana 10 de 2014

Sigue un diagrama con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE en el período octubre 2013 a diciembre 2015.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 3

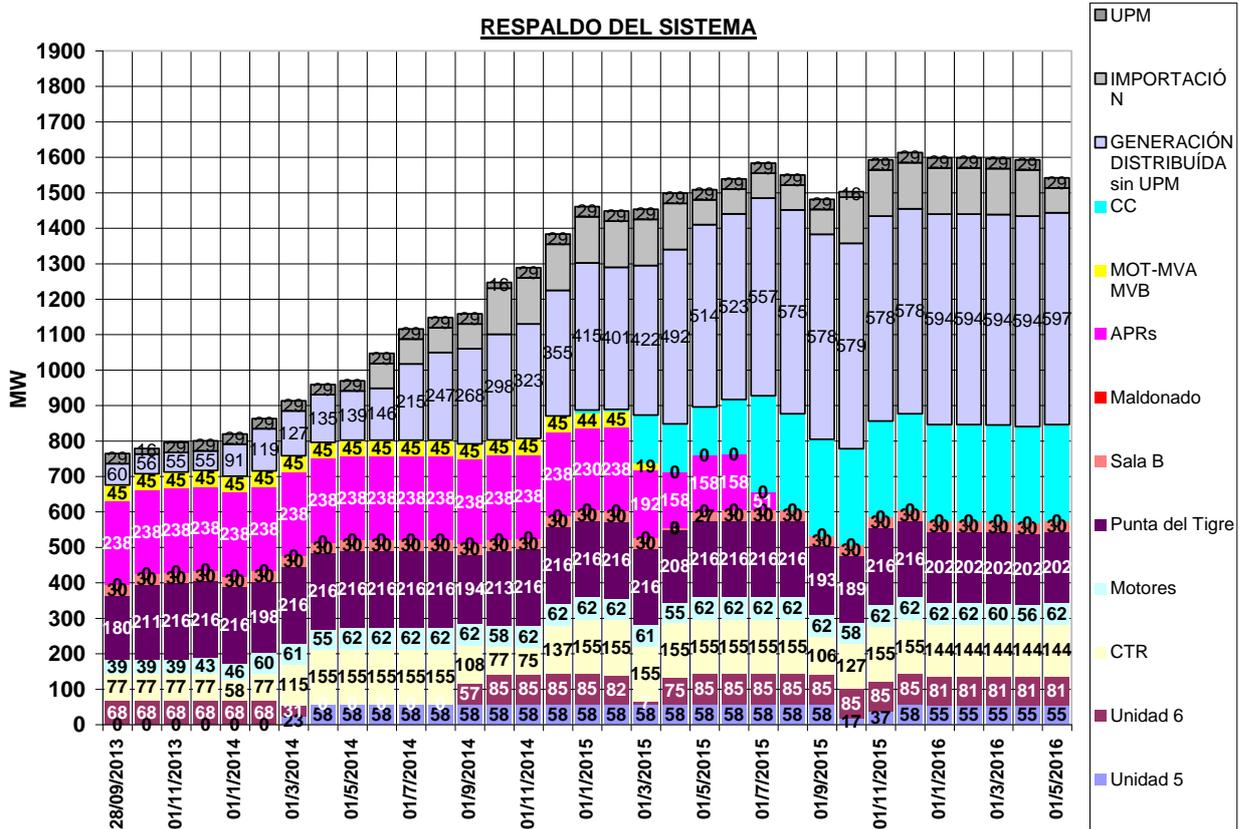
PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS DEL S.I.N. AÑO 2013														
	28-Sep	05-Oct	12-Oct	19-Oct	26-Oct	02-Nov	09-Nov	16-Nov	23-Nov	30-Nov	07-Dec	14-Dec	21-Dec	28-Dec
	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
CBSB														
CBU5	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
CBU6														
CBM	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2
CTR1														
CTR2		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
PTA1														
PTA2	x													
PTA3														
PTA4														
PTA5														
PTA6														
TGAA	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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 en el caso 2 (unidades no hidráulicas):

Gráfico 4



3.1 Análisis de mantenimientos mayores de Trasmisión

La conexión de la Central Punta del Tigre a la nueva estación Brujas 500kV se realizaría a partir del 4 de octubre con una duración de 15 días con buen tiempo. Este trabajo indisponde completamente la extracción de potencia de la generación instalada en Punta del Tigre por un período de 2 días. Además, por seguridad ante contingencias de red, se requiere la generación del Río Negro y el térmico disponibles, por lo que no se puede superponer con los trabajos previstos en CTR2 y en Baygorria (unidad 1)



3.2 Análisis de falla

Tabla 3 Caso 1: EDF sin CAR

Semana	Fecha Inicio	Probabilidad Ocurrenola de RCE (%)	Cant órónloos oon RCE	RCE p romedio (órónloos oon RCE)(GWh)	Demanda (GWh)	RCE p rom (or. oon RC) demanda (%)	RCE máx/ demanda (%)
40-2013	28-9	2.0%	2	0.1	201.6	0%	0%
41-2013	5-10				189.5		
42-2013	12-10	2.0%	2	3.0	195.4	1.5%	3%
43-2013	19-10	1.0%	1	4.7	190.4	2.5%	2%
44-2013	26-10	2.0%	2	0.3	188.2	0.2%	0%
45-2013	2-11	1.0%	1	0.2	195.1	0.1%	0%
46-2013	9-11				192.9		
47-2013	16-11	1.0%	1	1.7	193.0	0.9%	1%
48-2013	23-11	2.0%	2	2.8	202.0	1.3%	2%
49-2013	30-11				198.8		
50-2013	7-12	5.0%	5	5.5	205.9	2.7%	7%
51-2013	14-12	10.9%	11	9.4	211.1	4.4%	11%
52-2013	21-12	9.9%	10	5.8	205.4	2.8%	7%
1-2014	28-12	10.9%	11	8.7	191.9	4.5%	7%
2-2014	4-1	12.9%	13	7.0	203.9	3.4%	7%
3-2014	11-1	9.9%	10	7.1	201.9	3.5%	7%
4-2014	18-1	15.8%	16	7.6	204.9	3.7%	9%
5-2014	25-1	7.9%	8	6.2	207.5	3.0%	8%
6-2014	1-2	6.9%	7	7.4	205.4	3.6%	8%
7-2014	8-2	9.9%	10	6.7	206.6	3.2%	7%
8-2014	15-2	14.9%	15	5.2	198.5	2.6%	7%
9-2014	22-2	12.9%	13	6.2	198.2	3.1%	5%
10-2014	1-3	10.9%	11	7.9	198.3	4.0%	7%
11-2014	8-3	17.8%	18	6.3	196.2	3.2%	8%
12-2014	15-3	23.8%	24	6.6	194.6	3.4%	8%

Tabla 4 Caso 2: EDF sin CAR

Semana	Fecha Inicio	Probabilidad Ocurrenola de RCE (%)	Cant órónloos oon RCE	RCE p romedio (órónloos oon RCE)(GWh)	Demanda (GWh)	RCE p rom (or. oon RC) demanda (%)	RCE máx/ demanda (%)
40-2013	28-9	2.0%	2	0.1	201.6	0%	0%
41-2013	5-10				189.5		
42-2013	12-10	2.0%	2	2.9	195.4	1.5%	3%
43-2013	19-10	2.0%	2	2.5	190.4	1.3%	2%
44-2013	26-10	2.0%	2	0.3	188.2	0.2%	0%
45-2013	2-11	2.0%	2	0.2	195.1	0.1%	0%
46-2013	9-11	2.0%	2	0.7	192.9	0.4%	1%
47-2013	16-11	3.0%	3	1.7	193.0	0.9%	2%
48-2013	23-11	5.0%	5	3.8	202.0	1.9%	4%
49-2013	30-11	1.0%	1	3.9	198.8	2.0%	2%
50-2013	7-12	15.8%	16	5.3	205.9	2.6%	8%
51-2013	14-12	19.8%	20	10.9	211.1	5.2%	17%
52-2013	21-12	22.8%	23	6.4	205.4	3.1%	8%
1-2014	28-12	23.8%	24	6.2	191.9	3.2%	7%
2-2014	4-1	21.8%	22	7.7	203.9	3.8%	7%
3-2014	11-1	19.8%	20	7.2	201.9	3.6%	7%
4-2014	18-1	22.8%	23	10.7	204.9	5.2%	9%
5-2014	25-1	18.8%	19	7.2	207.5	3.5%	7%
6-2014	1-2	23.8%	24	6.4	205.4	3.1%	7%
7-2014	8-2	17.8%	18	10.6	206.6	5.1%	13%
8-2014	15-2	21.8%	22	7.4	198.5	3.7%	13%
9-2014	22-2	17.8%	18	8.0	198.2	4.0%	12%
10-2014	1-3	19.8%	20	9.9	198.3	5.0%	19%
11-2014	8-3	22.8%	23	6.6	196.2	3.4%	8%
12-2014	15-3	24.8%	25	8.3	194.6	4.2%	28%



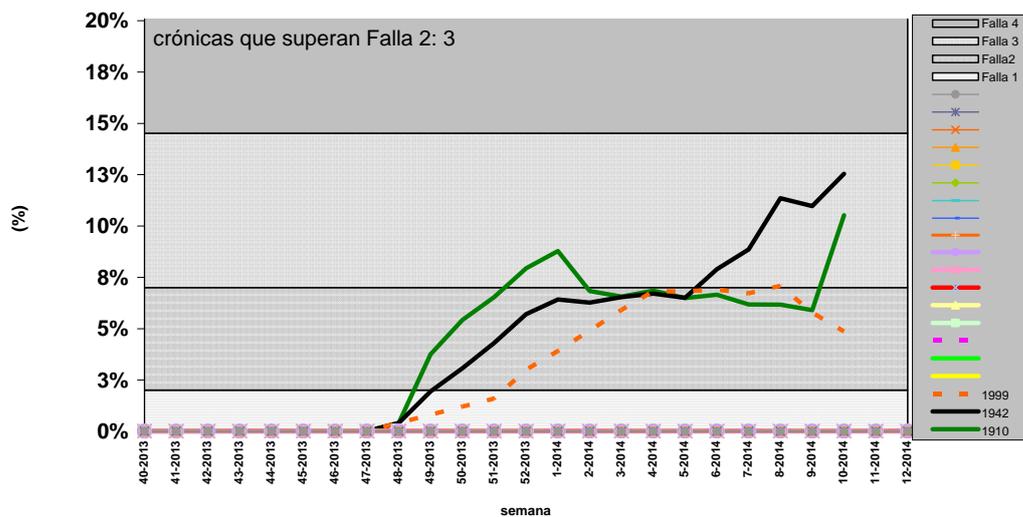
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Las diferencias observadas entre los casos extremos (1 y 2) son menores por lo que no se presenta el caso intermedio.

Sigue un gráfico con la evolución de la falla en aquellas crónicas que alcanzan o superan Falla 3 en el período octubre 2013 a marzo de 2014. Se muestra el caso 2, que es el más restrictivo. Se toma la falla promedio en 5 semanas móviles a los efectos de considerar el beneficio por el uso del lago de Salto Grande (el modelo EDF da 7 crónicas que superan Falla 2 sin usar este criterio).

Gráfico 5 Caso 2: EDF sin CAR

FALLA POR CRONICA - CAR No - CB5s10-2014 - CTRs10-2014 - - CRONICAS CON FALLA MAXIMA > 7.00%
ENTRE SEMANAS 2013-40 A 2014-12 - SIN CRONICAS EXCLUIDAS

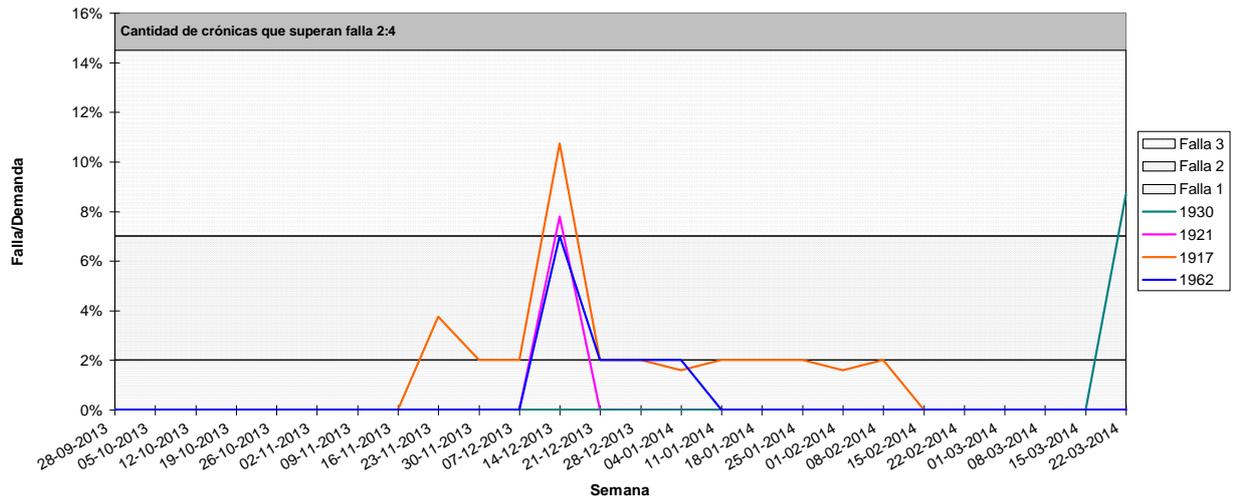




ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 5 CASO 2: SimSEE v4.06

Falla por crónica - crónicas con falla > 7%
semana 40 de 2013 a 12 de 2014





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 6 CASOS 1 y 2: EDF sin CAR

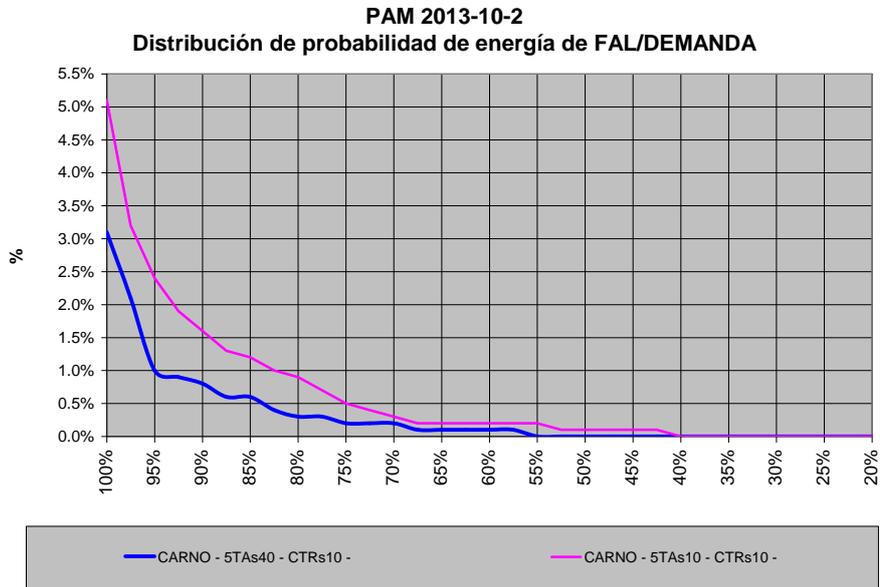


Gráfico 7 CASO 2 – SimSEE v4.06





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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

Gráfico 8 Caso2: EDF sin CAR

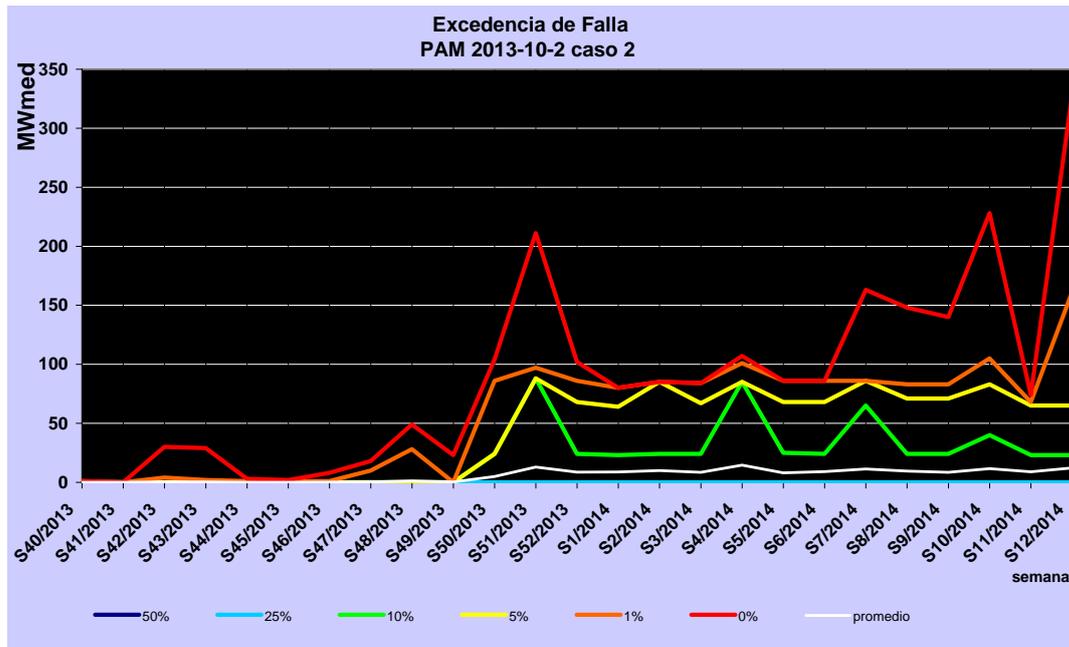
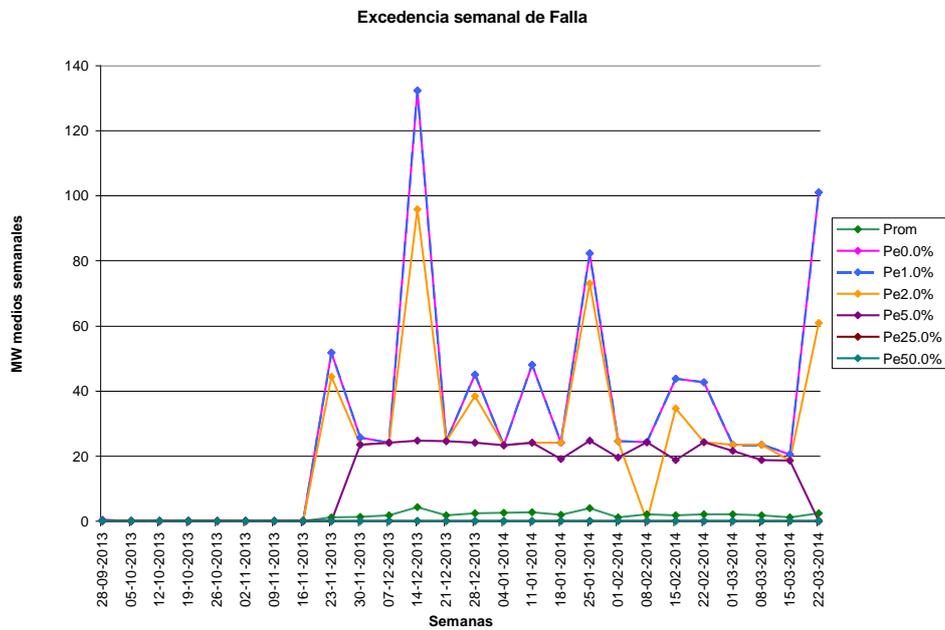




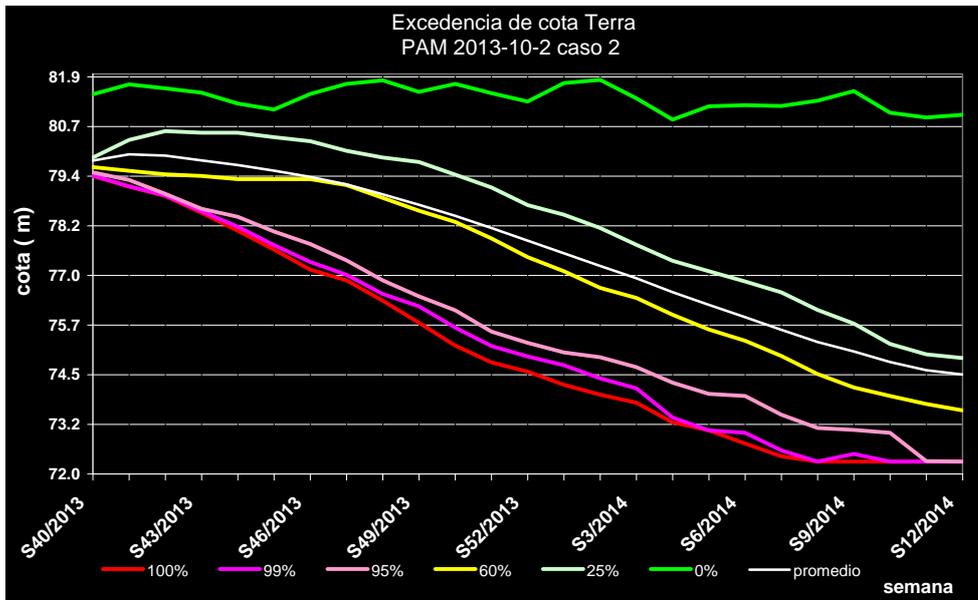
Gráfico 9 CASO 2: SimSEE v4.06



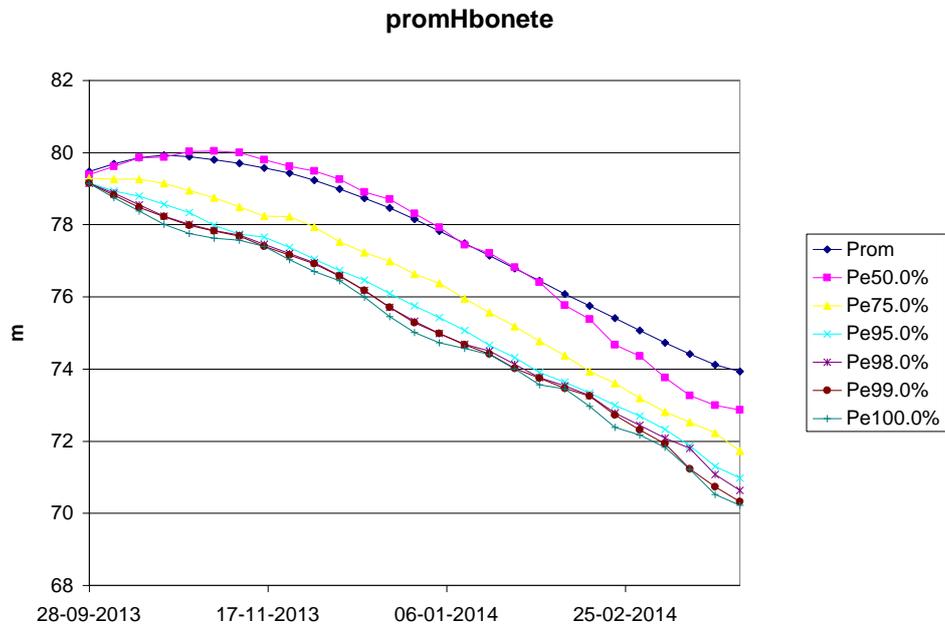
Si bien la corrida con SimSEE despacha menos falla que la corrida con EDF, en los dos modelos los valores de falla alcanzados están por debajo de los niveles de riesgo aceptados habitualmente en el caso 2, que es el escenario mas pesimista manejado en cuanto a la duración de los trabajos de reparación y mantenimiento de las unidades 5ta de Central Batlle y CTR 2 respectivamente.

3.3 Evolución de la cota del lago de Bonete

Gráfico 10 CASO 2: EDF sin CAR



Nota: en EDF no se permite a la simulación bajar el lago de Bonete de los 72.3m. Se observa que en las 5 peores crónicas el modelo lleva el lago al mínimo permitido.



Nota: en SimSEE no se restringió la operación del lago a un mínimo de 72.3. Este modelo tampoco puede evitar vaciar el lago en las 5 peores crónicas.



3.4 Balance energético

SimSEE

semana 40 de 2013 a 12 de 2014

GENERACIÓN (GWh)	SimSEE Caso 1	SimSEE Caso 2
Terra	448	449
Baygorria	289	290
Palmar	808	811
Rio Negro	1545	1550
Salto Grande	1631	1631
Total Hidráulica	3176	3181
Battle 5ª Unidad	147	10
Battle 6ª Unidad	206	214
Battle Sala B	59	67
PTA TGE GN	0	0
PTA TGE GO	559	593
CTR	29	35
JGAA	0	0
APR	338	397
AGGREKO	25	32
Motores	178	179
Total Térmica	1540	1528
RIVERA 70 MW	14	18
CONTINGENTE RESTO	0	0
Eólica UTE	30	30
Eólica privados	66	66
Eólica Total	95	95
GEN DIST (biomasa+fósil)	255	255
UPM	99	99
Exportación	-24	-24
FALLA 1	3	5
FALLA 2	0	1
FALLA 3	0	0
FALLA 4	0	0
TOTAL Falla	3	6
Demanda Total	5159	5159



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

PAM 2013-10-2 -
Semanas 40/2013 a
12/2014

2013 SI - 2014 SI - 2015 NO - 2016 NO - 2017

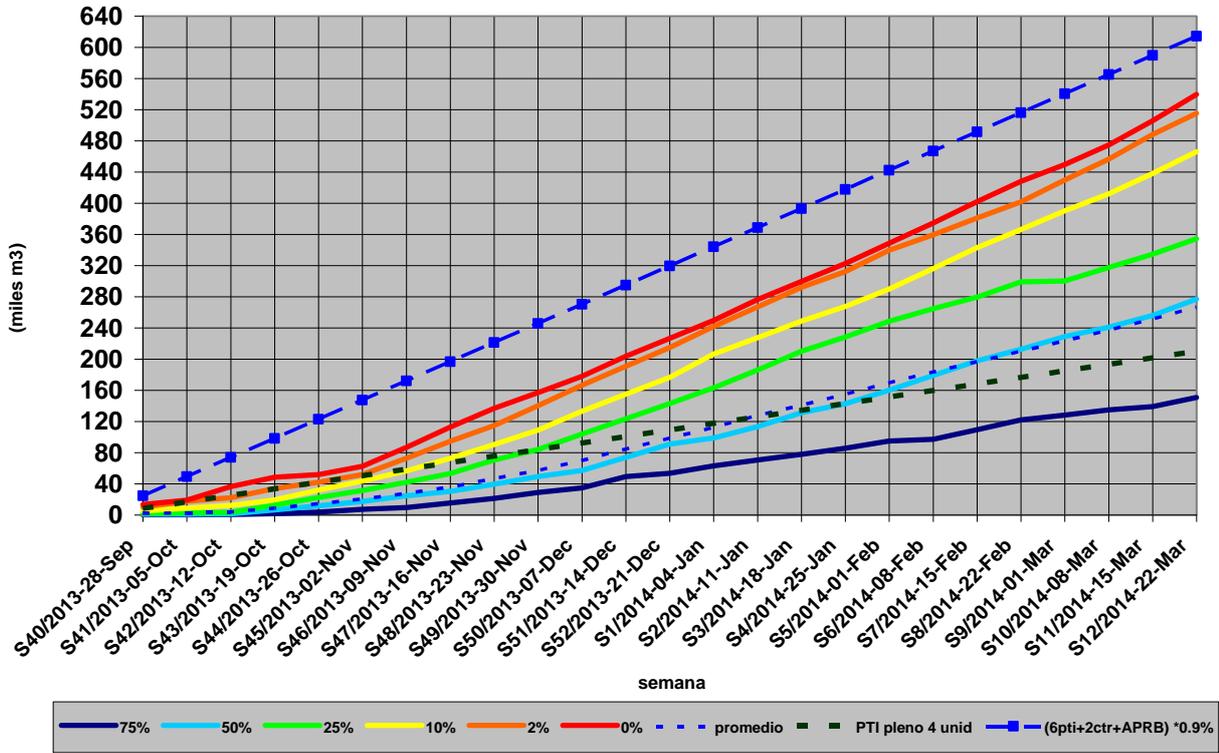
ESCENARIO Seco - Costos - (0.0% - 100%

GENERACION (GWh)	CARNO - 5TAs40 - CTRs10 -	CARNO - 5TAs10 - CTRs10 -
Terra	415	415
Baygorria	310	310
Palmar	771	772
Total Río Negro	1496	1496
Salto Grande	1581	1581
Total Hidráulica	3078	3078
Battle 5ª Unidad	127	11
Battle 6ª Unidad	180	182
Battle Sala B	51	57
PTA TGE GN	0	0
PTA TGE GO	538	564
PTA CC GN	0	0
PTA CC GO	0	0
CTR+TGAA	51	55
Motores	157	159
Total Térmica	1104	1029
RMERA 70 MW	11	15
CONTINGENTE INV	0	0
CEMSA II	0	0
OC GO	0	0
GEN DIST	345	345
UPM	101	101
GEN ARREND. AGGRECO	23	35
APR GN	0	0
APR GO	336	382
Exportación	-35	-35
FALLA 1	6	12
FALLA 2	6	12
FALLA 3	0	1
FALLA 4	0	1
TOTAL Falla	13	25
Demanda Total	4975	4975

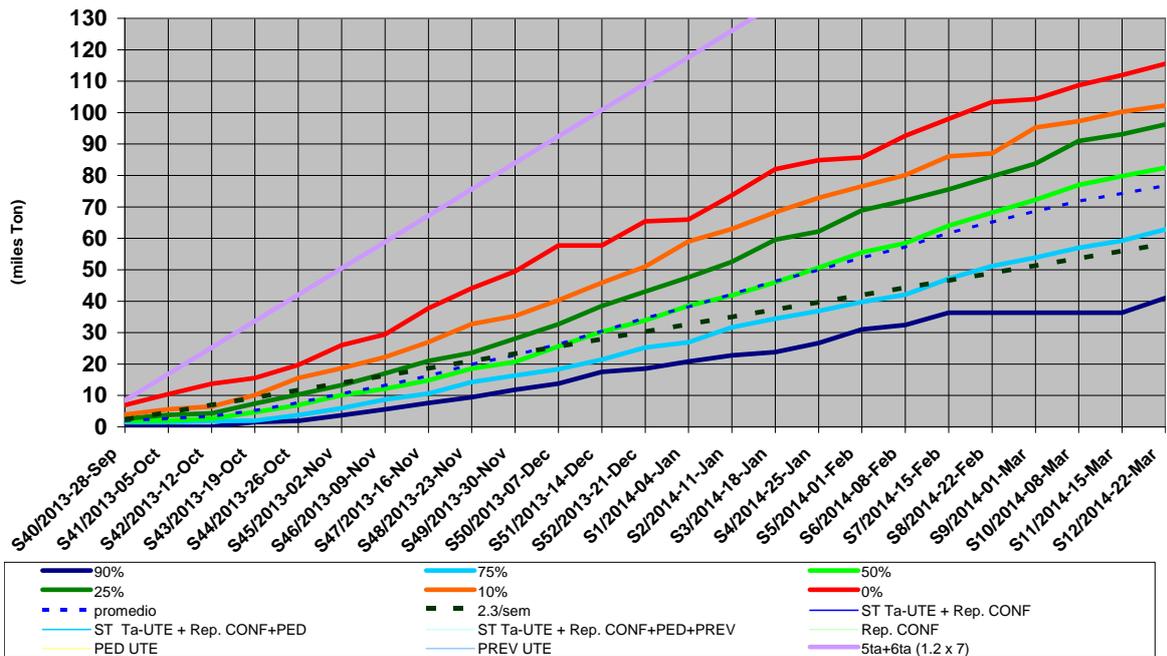


Gráfico 8 Caso 2: EDF sin CAR

Consumo de Gas oil acumulado



Consumo de Fuel oil acumulado

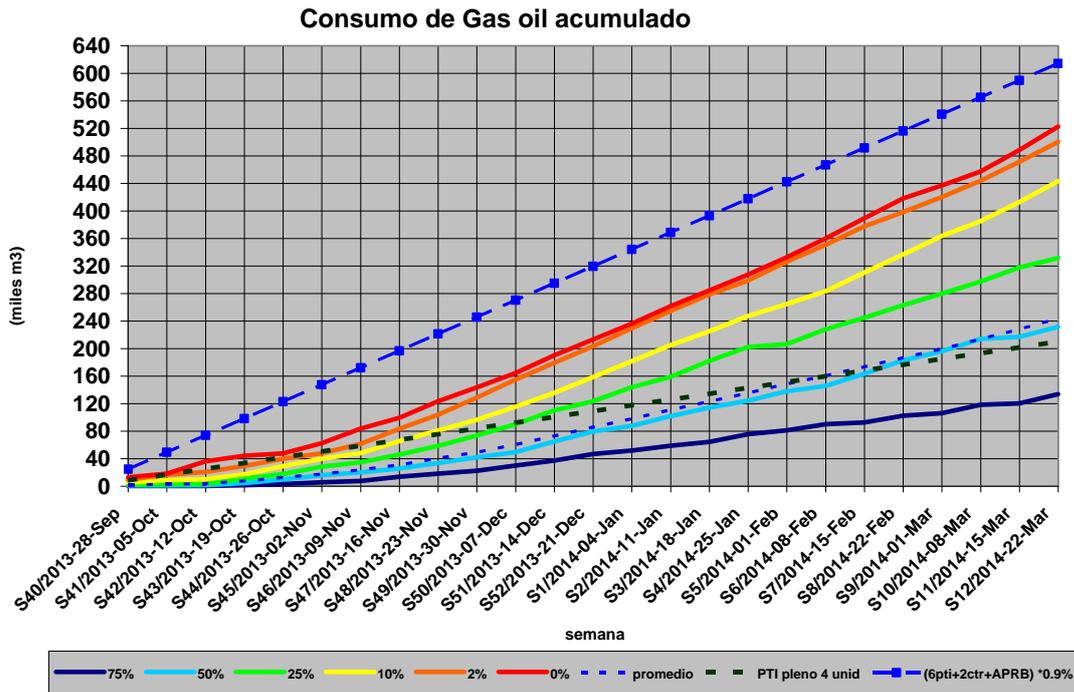




ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Nota: aun en este caso, que es el mas exigente respecto al gas oil, los consumos no exceden los valores que ANCAP ha podido atender en el pasado, del orden de los 100.000m3/mes. Puntualmente, en varias semanas y en las peores crónicas, se exceden los máximos valores trasegables a tanques de UTE por lo que se recomienda mantener una política de suministro que mantenga colmada la capacidad de almacenamiento de gas oil de UTE.

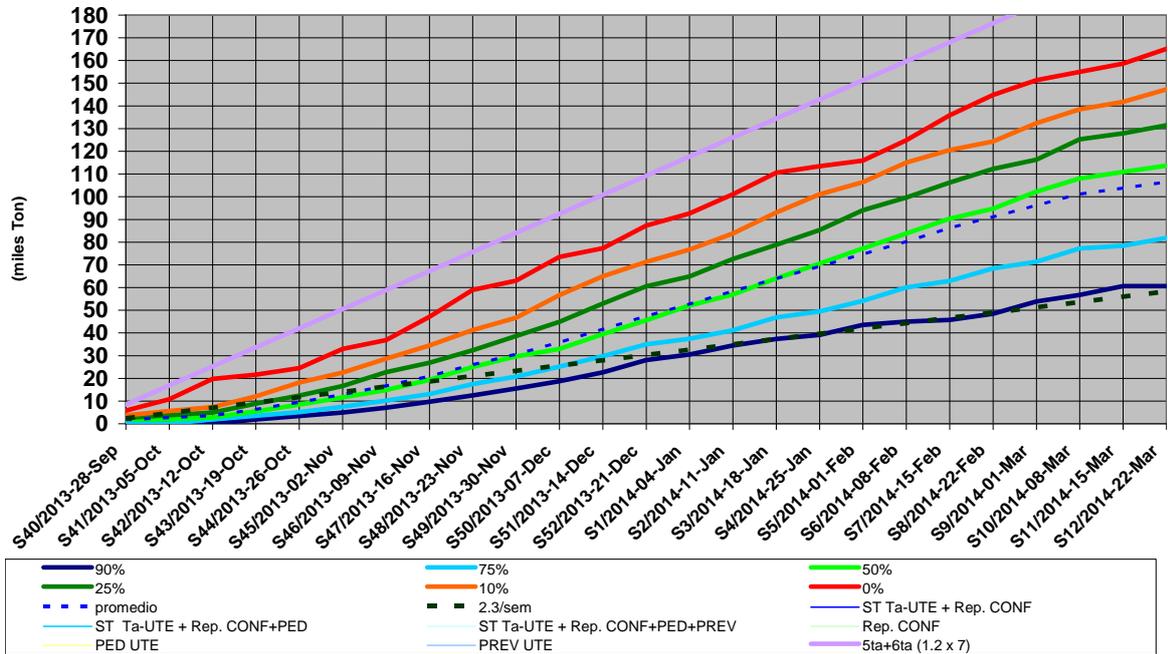
Gráfico 9 Caso 1: EDF sin CAR





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Consumo de Fuel oil acumulado



NOTA: podría haber problemas en el suministro de Fuel Oil, pues ANCAP informa que Petrobras no esta en condiciones de cumplir con el suministro mensual por sobre los 10.000ton para noviembre y diciembre. La alternativa planteada es adquirir extrazona una parcela de 30.000ton que arribaría en diciembre con un sobrecosto de 30 U\$\$/ton respecto al Fuel Oil motores.



4. ANEXOS

4.1 ANEXO 1- Información de Agentes

Galofer:

Fuera de servicio desde el 23/12/2013 al 02/01/2014.

UPM: Fuera de servicio hasta Noviembre de 2013.

Liderdat: Fuera de servicio hasta el 15/11/2013. Sale de servicio 20 días en diciembre, febrero y mayo por zafra.

Weyerhaeuser: Fuera de servicio del 30/06/2014 al 12/07/2014.

Alur: Fuera de servicio del 23/12/2013 al 15/03/2014.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de UTE

CENTRALES TERMICAS	
Enviado por:	Oscar Ferreño
Fecha de recepción:	02/09/2013
Solicitud de aclaración:	

Año 2013:

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	Central Battle	Central Battle	CTR	CTR	PTA	PTA	PTA	PTA
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	Unidad 5	Unidad 6	1	2	1	2	4	6
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Mantenimiento Forzado: Tareas de cambio de tubos de pared de hogar, por falla en el establecimiento de la circulación natural del agua (Domo/Colector de barros)	Mantenimiento Programado	AGC	Overhaul + AGC		Overhaul		Cambio de rodamiento del rotor
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
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	Sobre la base de sustituir 30 tubos: Fecha pesimista indisponibilidad hasta el 5 de octubre de 2013. Óptimista 28 de setiembre de 2013.	Comenzando Marzo 2014, cant días pesimista: 180 días; óptimista 150 días	1 semana	sobre la base del comienzo 7 de octubre: Fecha Optimista 27 de enero 2014. Fecha Pesimista 6 de marzo de 2014		7 días (setiembre)		Indisponible hasta el 13 de setiembre
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);	Existe en todos los tubos una combinación de efectos mecánicos y químicos que han alterado la estructura del acero de los tubos que no quedan resueltos con el trabajo correctivo que se está ejecutando	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
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		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.			La fecha de comienzo depende de algunas compras					



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

CENTRAL	Terra, Baygorria y Palmar
Enviado por:	Mario Albornoz
Fecha de recepción:	06/09/2013
Solicitud de aclaración:	--/--/--
Tipo de Generación:	Hidráulica
Unidades informadas:	BON1-BON4, BAY1-BAY3, PAL1-PAL3

PLANIFICACION QUINQUENAL 09-2013

		Terra				Baygorria			Constitución			Observaciones
		U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U1	U2	U3	
2013	2S					13 d			16 d		16 d	
2014	1S			15 d	12 d		13 d			16 d		
	2S						13d					
2015	1S	12 d	12 d			13 d					16 d	
	2S						13 d		16 d			
2016	1S			12 d	12 d			13 d		16 d		
	2S					13 d					16 d	
2017	1S	12 d	12 d				13 d		16 d			
	2S							13 d		16 d		

 Mantenimiento ya efectuado o en curso



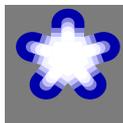
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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 Baygorria	CH Constitución	CH Constitución	CH Constitución
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	U 3	U 4	U1	U2	U3	U3	U1	U2
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Mantenimiento programado, y desmontaje de un polo del generador	Mantenimiento programado	Mantenimiento Programado, apriete de cruzeta superior, y cambio bushing transformador principal	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado	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	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 10/03/2014 en adelante	12 días, a continuación de U3, en primer semestre 2014.	13 días apartir de octubre 2013	13 días en primer semestre 2014.	13 días en segundo semestre de 2014	20 días en segundo semestre 2013	20 días a continuación de U3, en primer semestre 2013	20 días en primer semestre 2014
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 corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	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	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.	Desmontaje de un polo del generador, para obtener información que permita la fabricación de repuestos. Es necesario coordinar con Alstom Brasil		No se hará la reparación prevista del rotor en el PAM anterior, ya que la reparación realizada se está comportando correctamente. Se planifica la renovación de la Central en un plazo prudencial			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:	13/08/2013
Solicitud de aclaración:	--/--/--
Tipo de Generación:	Hidráulica
Unidades informadas:	1 a 14



CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO ESTACIONAL DE GENERADORES

CTM SALTO GRANDE

Prog. Estacional Noviembre/2013 - Abril/2014

Máquina	Día Desde	Día Hasta	Tipo de Mantenimiento	Tarea	Día Desde	Día Hasta	Tipo de Mantenimiento	Tarea
SGDEHI01	16-11-15	17-01-16	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI02	11-01-16	11-03-16	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI05	10-11-14	24-01-15	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI06	12-01-15	02-04-15	Mantenimiento Menor	General				
SGDEHI07	14-11-16	15-01-17	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI08	09-01-17	10-03-17	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI09	02-03-15	01-04-15	Mantenimiento Mayor	Rodete				
SGDEHI11	02-12-13	08-12-13	Mantenimiento Menor	Transformador de bloque				
SGDEHI12	25-11-13	25-12-13	Mantenimiento Mayor	Rodete				
SGDEHI13	06-01-14	20-03-14	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI14	02-01-14	05-01-14	Mantenimiento Menor	Transformador de bloque				



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO