



**PROGRAMACIÓN ANUAL DE
MANTENIMIENTOS**

**Programación Anual de Mantenimiento
Octubre 2014 – Marzo 2015**

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
24/9/2014	1	Versión preliminar

Realizado por:	
Hernán Rodrigo	hrodrigo@ute.com.uy
Milena Gurin	mgurin@ute.com.uy



1. Resumen ejecutivo.

Las previsiones asociadas al fenómeno ENSO indican que se espera un sesgo hacia un régimen mas lluvioso de lo normal para el período en estudio. En el período en estudio existen mantenimientos de larga duración sobre unidades grandes, continúa difícil la situación en Argentina así como los impedimentos reglamentarios para la exportación a Brasil, lo que ha llevado a no modelar intercambios salvo exportación de excedentes por vertimiento a Argentina. 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.

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. 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 2014, 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 2015 no son admisibles en las actuales condiciones del sistema (energía disponible en la región, variabilidad hidrológica).

.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.

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.

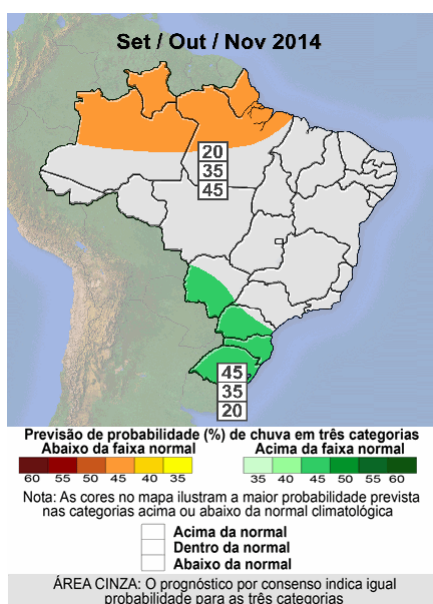
2. Hipótesis.

Las principales novedades consisten en:

- Se ajustaron los mantenimientos previstos para las calderas de Central Batlle, tanto 5^{ta} como 6^{ta} unidad.
- 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.
- Se actualizó la estimación de potencia neta a entregar a la red por parte de Montes del Plata tras consultar a la empresa.

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

2.1 Clima



Según CPTEC:

“La previsión indicó mayor probabilidad de que las lluvias se encuentren en la categoría por arriba de la banda normal, con distribución de probabilidades: 45%, 35% y 20%, para las categorías superiores, dentro y debajo de la banda normal, respectivamente. Esta previsión también reflejó el resultado de la mayoría de los modelos de previsión climática, que indican el establecimiento de la condición del Niño, con intensidad débil a moderada, en el correr del trimestre SOM/2014.” “En la regiones Sur y Sudeste y el sector centro-sur de la Región Centro-Oeste. La previsión indicó mayor probabilidad de temperatura del aire por arriba de la normal climatológica, especialmente en las mínimas.

2.2 Demanda y Falla

2.2.1 Previsión de demanda

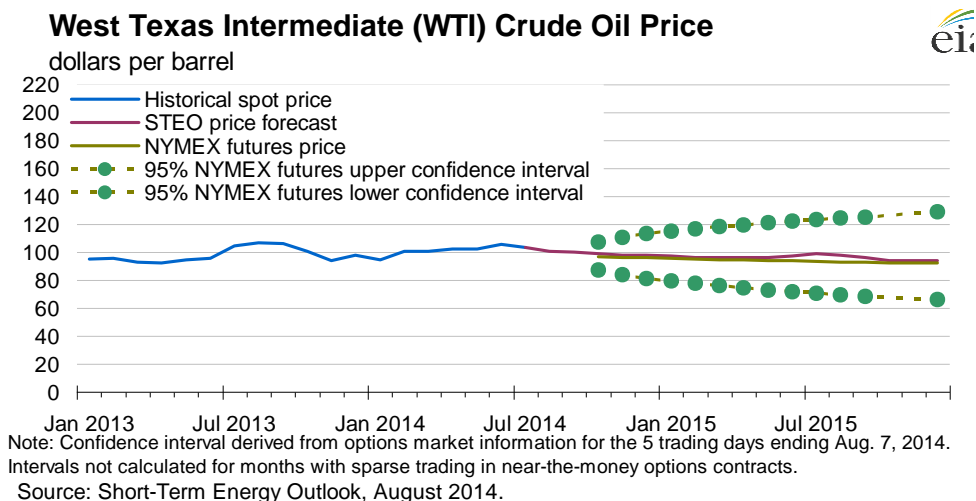
Energías en GWh							
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%	8,995	2.45%	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%	9,394	4.43%	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%	9,805	4.38%	9,805	4.38%
2012	REAL	10,048	2.47%	10,048	2.47%	10,048	2.47%
2013	PREVISIÓN	10,315	2.66%	10,315	2.66%	10,315	2.66%
2014	PREVISIÓN	10,695	3.69%	10,561	2.39%	10,829	4.98%
2015	PREVISIÓN	11,115	3.92%	10,855	2.78%	11,374	5.03%
2016	PREVISIÓN	11,577	4.16%	11,230	3.46%	11,924	4.83%
2017	PREVISIÓN	12,031	3.92%	11,611	3.39%	12,451	4.42%
2018	PREVISIÓN	12,517	4.04%	12,056	3.84%	13,010	4.49%

Los datos presentados corresponden a la última proyección del grupo de demanda, realizada en marzo de 2014, 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.

2.3 Precio de los combustibles

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 WTI se encuentra aproximadamente a 95 USD/barril. Se resuelve considerar un valor de 95 USD/barril. Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.¹

Short-Term Energy Outlook, August 2014



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

Precio de combustible derivado	95
Fuel Oil (USD/Ton)	625
Gas Oil (USD/m3)	819
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	684

La referencia para el valor del crudo Brent se estima en el entorno de 6 U\$/barril por encima del WTI, según valores actuales.

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. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	165.8	165.8
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	235.5	305.4
C. Batlle Unidad 5	65.0	20.0	297.80	346.90	13.51	199.6	230.3
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	193.1	246.4
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	226.5	346.3
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	281.3	572.2
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	367.7	458.7
APR A	22.0	0.3	237.90	5412.23	10.00	240.7	5257.6
APR B y C	24.0	0.3	244.40	6048.90	10.00	247.0	5874.9
Motores MVA, MVB	50.0	1.0	250.00	250.00	12.50	254.9	254.9
PTB - ciclo combinado	177.0	30.0	241.10	241.10	5.00	238.8	238.8

2.4 Importación

Dada la situación de los países vecinos, en el caso base se modela el sistema sin intercambios hasta la semana 36 de 2015. A partir de ese momento se modela tal como se detalla a continuación.

Modelado de Importación

Optimización y simulación

- Importación Argentina:
Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno).
200MW a Costo Variable como falla1 – 1 U\$/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%).
65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- Importación Conversora Melo:
Se modela en base a series crónicas en función de los PLDs del sistema Brasileiro.
Hasta fines de 2016 con 200MW disponibles fuera de las semanas 48 a 10 (verano).
70% de disponibilidad.

200MW a Costo Variable como falla1 – 1 U\$/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%) solo cuando el PLD en Brasil sea menor a 136 U\$/MWh

A partir de 2017 la potencia disponible sube a 300MW.

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

2.5 Parque generador nacional

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

Ciclo Combinado: Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre según datos de UTE (en la semana 26 de 2015 se espera la entrada en servicio de la primera turbina(177 MW), quedando para la semana 41 de 2015 el ingreso al sistema de la segunda turbina (177MW) y la combinación del ciclo para la semana 39 de 2016 -incrementándose la potencia a 532 MW, con una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 US\$/MWh operando con gas oil - se prevé en la semana 39 de 2016). El costo variable del ciclo combinado alimentado con Gas Natural a 15 US\$/MBTU se estima en 165 US\$/MWh (162 US\$/MWh + 3 US\$/MWh variable no combustible).

2.5.1 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

Dado que en el invierno de 2014 el tiempo de convocatoria de las unidades térmicas es casi nulo, debido a la alta hidraulicidad, se decide utilizar el mismo período que se usó para calcular los valores de factores de respuesta para la PES de mayo-octubre 2014.

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

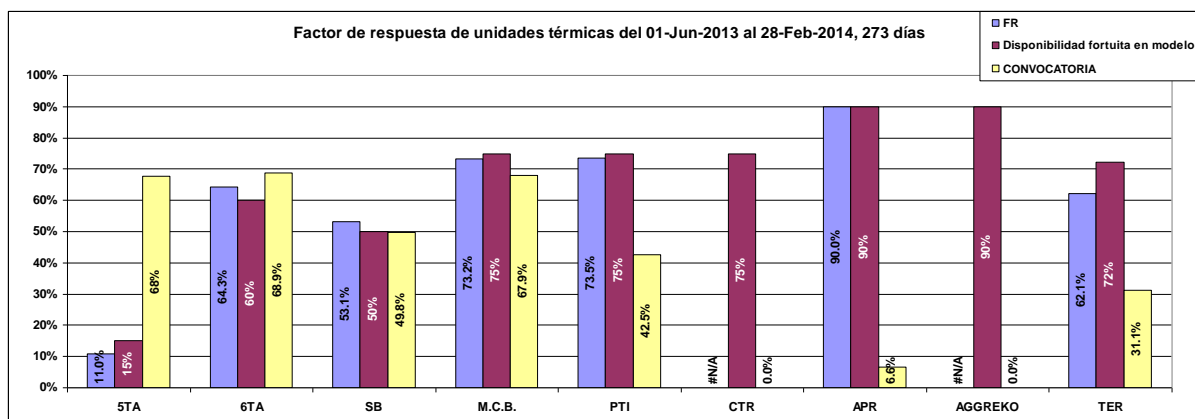


Gráfico 1



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

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 Tablada	APR A	APR B y C	Aggreko
Coef de Disponibilidad (%)	50%	15%	60%	75%	75%	75%	90%	90%	90%

La disponibilidad fortuita de CB5 se lleva a 50% luego del mantenimiento de 2 meses previsto para octubre - diciembre de 2014 y CB6 se lleva a 75% luego del mantenimiento previsto para el otoño de 2015.

2.5.2 Generación Distribuida

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.

BIOMASA:

NOMBRE	Las Rosas	Liderdat	ERT (Fenirol)	Bioener	Alur	Wayerhae user	Galofer	Ponlar	200 MW Biomasa: 1ra etapa	UPM
UBICACIÓN	MALDON ADO	PAYSAN DÚ	TACUARE MBÓ	RIVERA	BELLA UNIÓN	TACUARE MBÓ	TREINTA Y TRES			RIO NEGRO
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa
AÑO DE INICIO	2004	2010	2009	2010	2010	2010	2010	2012	2017	
SEMANA DE INICIO	48	28	48	15	45	9	35	13	1	
POTENCIA DISPONIBLE MW	1.0	4.9	8.8	11.5	5.0	5.0	12.5	7.0	40.00	30.00
FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	95%
AÑO COMIENZO	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2017	
SEMANA COMIENZO	1	1	1	1	18	1	1	13	1	
AÑO FIN	2012	2012	2012	2012	2015	2012	2012	2012	2017	
SEMANA FIN	52	52	52	52	52	52	52	52	52	
POTENCIA DISPONIBLE	1.0	4.85	8.8	11.5	5.0	5	12.5	7	40	
FACTOR DE UTILIZACIÓN	5.00%	40%	50%	50%	40%	50%	70%	20%	50%	

Montes del Plata:

Se representa su ingreso de la siguiente manera:

Semana	Potencia(MW)
hasta s40-2014	40
41-2014 / 52-2014	50
01-2015 / 14-2015	65
15-2015 en adelante	75

Mantenimientos	
10-2015 / 11-2015	solo en 2015
s46 / s47	periódico

EOLICA:

Parque	Fecha de Entrada en servicio		POTENCIA
	Año	Semana	
AGROLAND	2008	18	0.25
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	2008	29	7.8
CARACOLAS 1	2009	6	10
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	2009	48	4
CARACOLAS 2	2010	25	10
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	2011	14	17.2
ENGRAB	2012	48	1.8
SANTA FE	2013	30	0.9
PARQUE EÓLICO MALDONADO	2014	14	50
CUCHILLA DEL PERALTA I	2014	19	50
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	2014	29	7.75
LUZ DE RIO	2014	30	50
MINAS I	2014	35	42
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	2014	35	50
LUZ DE LOMA	2014	35	20
LUZ DE MAR	2014	35	18
JUAN PABLO TERRA	2014	36	30
JUAN PABLO TERRA	2014	38	34.8
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	2014	46	30
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	2015	3	35.1
TALAS DEL MACIEL II	2015	11	25
TALAS DEL MACIEL I	2015	14	25
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	2015	20	25
TALAS DEL MACIEL II	2015	24	25
TALAS DEL MACIEL I	2015	27	25
PERALTA 1 GCEE	2015	27	50
PARQUE EÓLICO KIYÚ	2015	27	24
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	2015	33	25
ARIAS	2015	40	35
PERALTA 2 GCEE	2015	40	50
PARQUE EÓLICO KIYÚ	2015	40	24.6
VALENTINES	2015	44	35
PAMPA	2015	48	70
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	2015	51	20
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	2015	51	25
ARIAS	2016	1	36
VALENTINES	2016	5	35
PAMPA	2016	9	70
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	2016	11	20
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	2016	11	24.2
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	14	25
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	14	25
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	18	25
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	18	25
PALOMAS	2016	26	35
PALOMAS	2017	1	36

Las fechas corresponden al ajuste realizado en setiembre de 2014.

FOSIL:

NOMBRE	UTE Diesel	Zendaleather
UBICACIÓN	VARIOS	MONTEVIDEO
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Fósil	Fósil
AÑO DE INICIO	2005	2008
SEMANA DE INICIO	1	6
POTENCIA DISPONIBLE MW	6.0	3.20
FACTOR DE UTILIZACIÓN	2%	25%



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

FOTOVOLTAICA:

Se espera tener 30 MW disponibles a partir del 01/01/2015. Luego aumentarían a 60 MW en julio de 2015 y se llegaría a 180 MW en enero de 2016.

3. PAM octubre 2014

Se corrieron los casos, con EDF sin CAR y SimSEE versión 4.40.

Sigue un diagrama con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE en el período octubre 2014 a diciembre 2016.

Gráfico 2

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS DEL S.I.N. AÑO 2014																
	06-Sep	13-Sep	20-Sep	27-Sep	04-Oct	11-Oct	18-Oct	25-Oct	01-Nov	08-Nov	15-Nov	22-Nov	29-Nov	06-Dec	13-Dec	20-Dec
	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
CBSB																
CBU5							x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
CBU6																
CBM																
CTR1		x														
CTR2			x													
PTA1																
PTA2																
PTA3																
PTA4																
PTA5																
PTA6																



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS DEL S.I.N. AÑO 2015

	03-Jan	10-Jan	17-Jan	24-Jan	31-Jan	07-Feb	14-Feb	21-Feb	28-Feb	07-Mar	14-Mar	21-Mar	28-Mar	04-Apr	11-Apr	18-Apr	25-Apr	02-May	09-May	16-May	23-May	30-May	06-Jun	13-Jun	20-Jun	27-Jun	04-Jul	11-Jul	18-Jul	25-Jul	01-Aug	08-Aug	15-Aug	22-Aug	29-Aug	05-Sep	12-Sep	19-Sep	26-Sep	03-Oct	10-Oct	17-Oct	24-Oct	31-Oct	07-Nov	14-Nov	21-Nov	28-Nov	05-Dec	12-Dec	19-Dec	26-Dec
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
CBSB																																																				
CBU5																																																				
CBU6																																																				
CBM																																																				
CTR1																																																				
CTR2																																																				
PTA1																																																				
PTA2																																																				
PTA3																																																				
PTA4																																																				
PTA5																																																				
PTA6																																																				



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS DEL S.I.N. AÑO 2016

	02-Jan	09-Jan	16-Jan	23-Jan	30-Jan	06-Feb	13-Feb	20-Feb	27-Feb	05-Mar	12-Mar	19-Mar	26-Mar	02-Apr	09-Apr	16-Apr	23-Apr	30-Apr	07-May	14-May	21-May	28-May	04-Jun	11-Jun	18-Jun	25-Jun	02-Jul	09-Jul	16-Jul	23-Jul	30-Jul	06-Aug	13-Aug	20-Aug	27-Aug	03-Sep	10-Sep	17-Sep	24-Sep	01-Oct	08-Oct	15-Oct	22-Oct	29-Oct	05-Nov	12-Nov	19-Nov	26-Nov	03-Dec	10-Dec	17-Dec	24-Dec
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
CBSB	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	x	x	
CBU5																																																				
CBU6																																																				
CBM																																																				
CTR1																																																				
CTR2																																																				
PTA1																																																				
PTA2																																																				
PTA3																																																				
PTA4																																																				
PTA5																																																				
PTA6																																																				

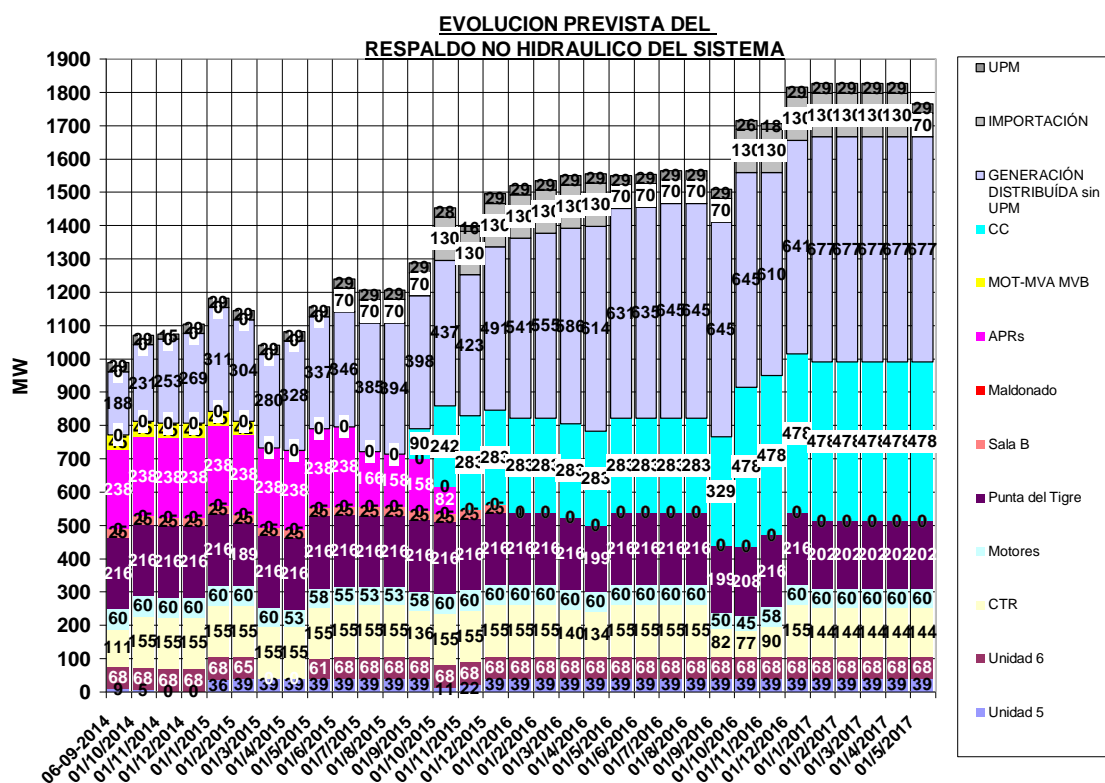
Comentarios:

- El color rojo indica la ventana posible de mantenimientos y la X indica donde se elige el mantenimiento y su extensión.
- El color naranja es un escenario pesimista posible.
- Para los motores de Central Batlle se indica la cantidad de unidades indisponibles por semana.
- El color negro indica unidad indisponible forzada (por indisponibilidad fortuita o extensión de trabajos programados más allá de lo previsto).

Los trabajos previstos sobre las unidades hidráulicas, no tendrán impacto significativo sobre el sistema debido a su duración y flexibilidad en las ventanas temporales solicitadas (es posible ubicarlos en momentos propicios para el sistema)

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



Sigue un diagrama con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades hidráulicas de UTE en el período octubre 2014 a diciembre 2016.

[illegible][illegible]

No se tiene fecha confirmada para los trabajos de mantenimiento sobre los interruptores de 500kV de la subestaciones del SIN.

3.2 Análisis de falla

Sigue un gráfico con la evolución de la falla en aquellas crónicas que alcanzan o superan Falla 3 en el período octubre 2014 a marzo de 2015. Para EDF 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 5: EDF sin CAR

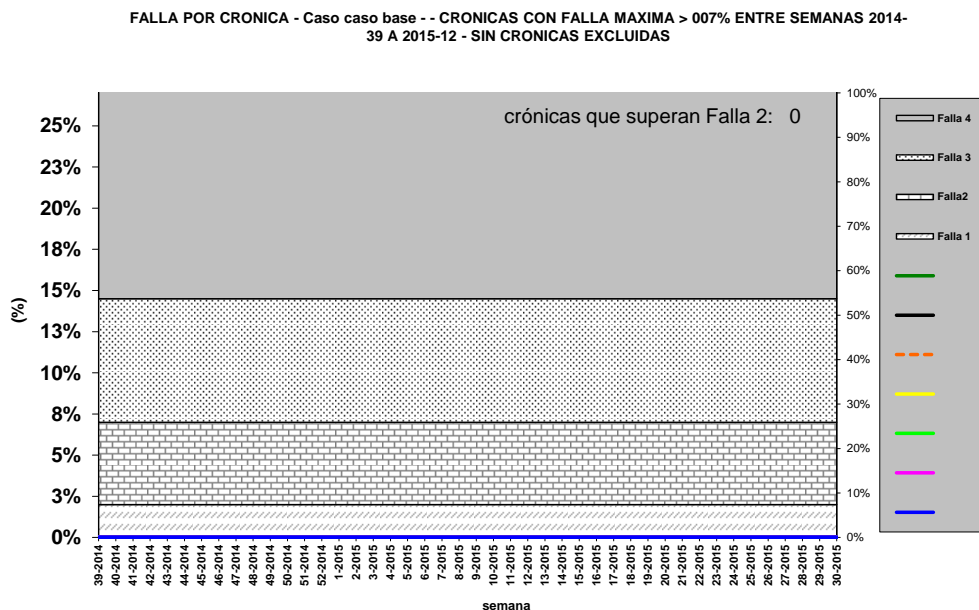


Gráfico 4 : SimSEE v4.40

Falla por crónica - cronicas con falla > 7%
semana 39 de 2014 a 13 de 2015

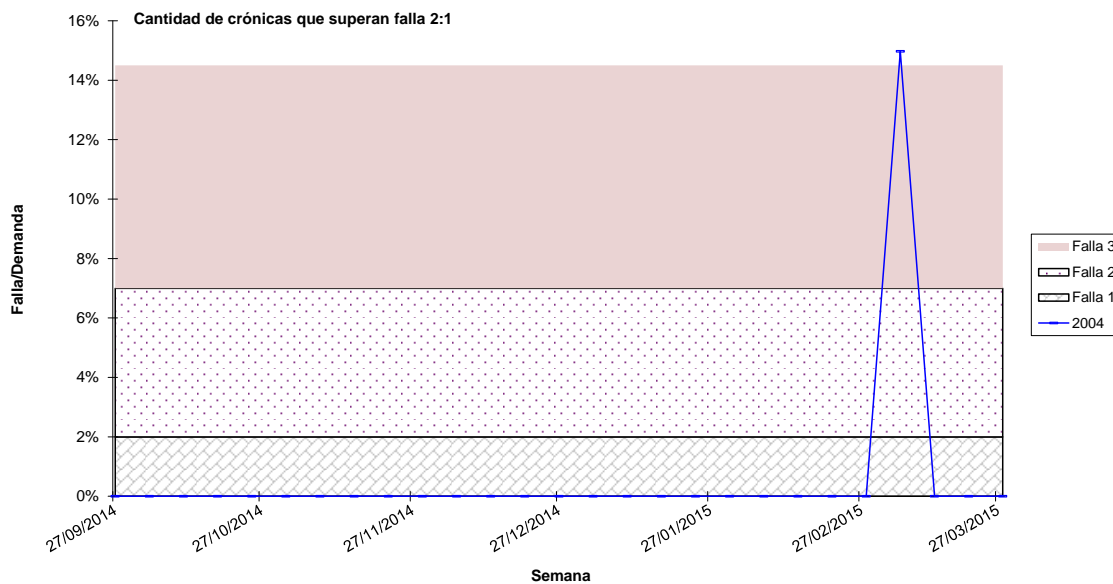


Gráfico 5: EDF sin CAR

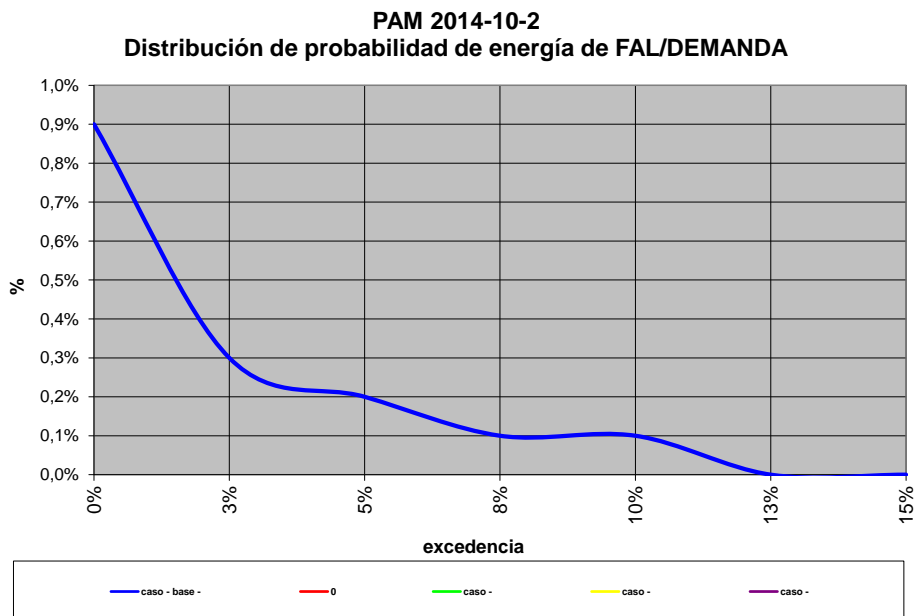
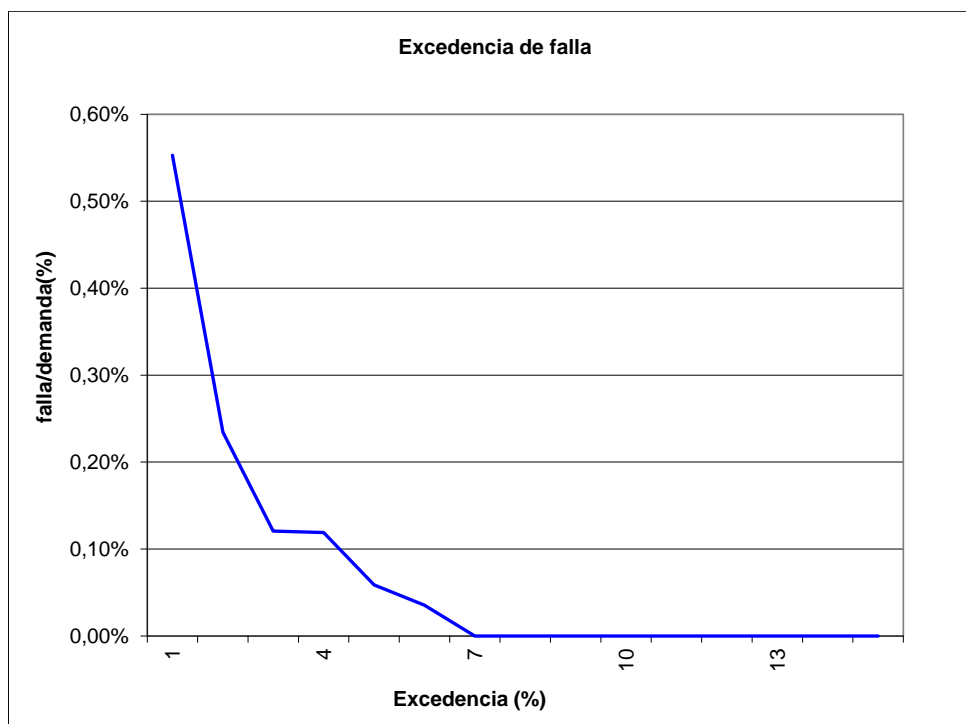


Gráfico 6 – SimSEE v4.40



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

Gráfico 7: EDF sin CAR

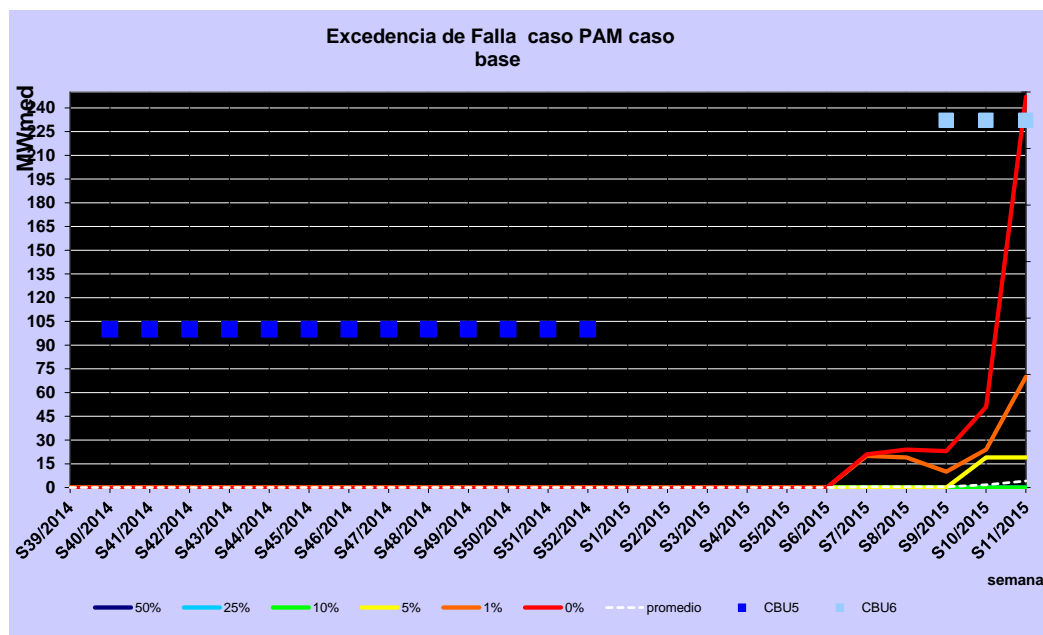


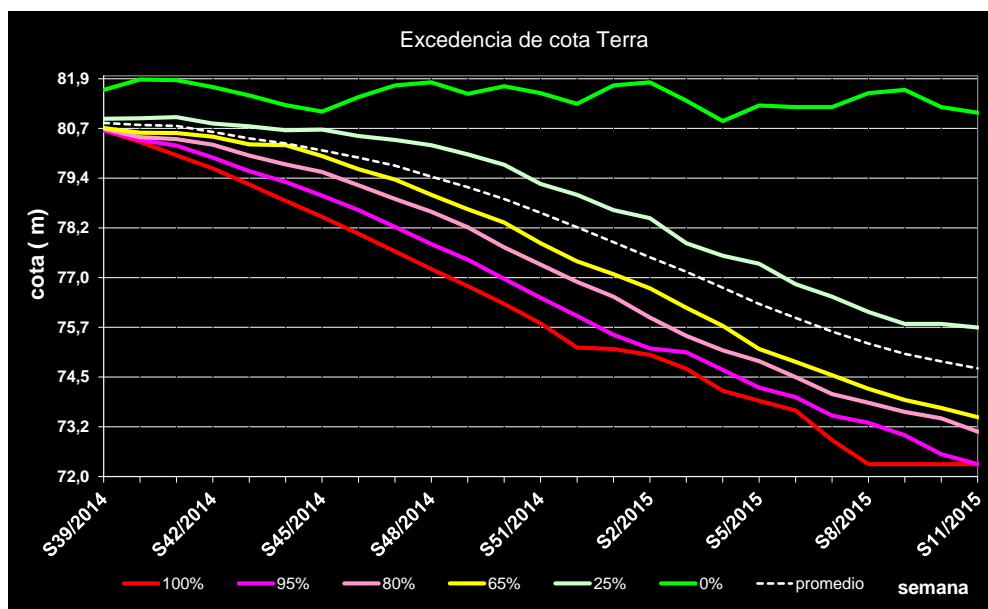
Gráfico 8: SimSEE v4.40



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.

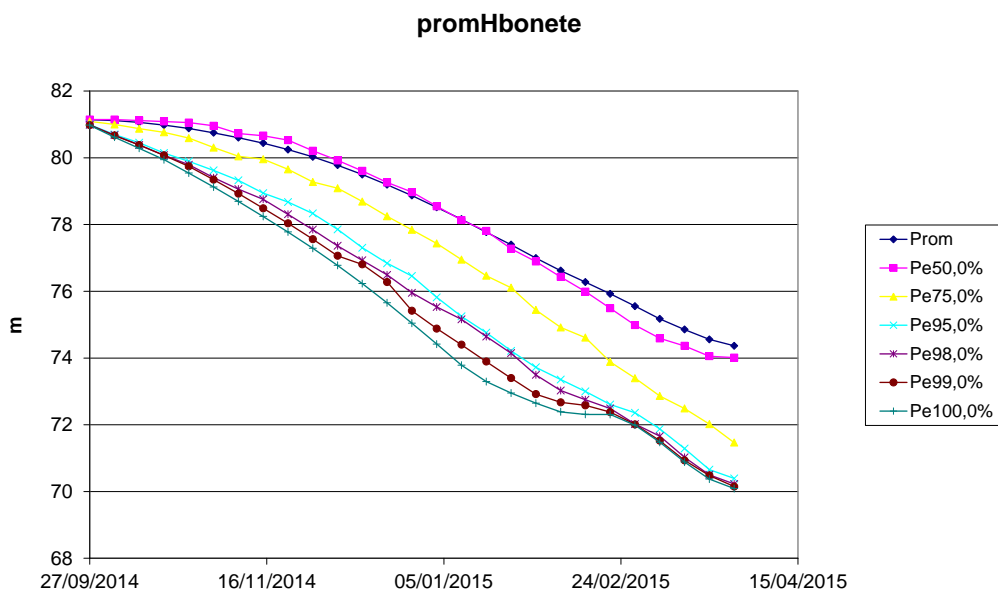
3.3 Evolución de la cota del lago de Bonete

Gráfico 9: 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.

Gráfico 10: SimSEE v4.40



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 y costos

BALANCE ENERGÉTICO Y COSTOS			
SimSEE		PT 14-067	
semana 39 de 2014 a 12 de 2015			de simsee
GENERACIÓN (GWh)	SimSEE	COSTO (MUS\$)	SimSEE
Terra	457	Batlle 5ª Unidad	9,5
Baygorria	308	Batlle 6ª Unidad	24,9
Palmar	886	Batlle Sala B	5,1
Rio Negro	1651	Motores FO	27,6
Salto Grande	1600	Térmico Fuel oil	67,1
Total Hidráulica	3251	Ciclo Combinado	0,0
Batlle 5ª Unidad	47	Térmico GN	0,0
Batlle 6ª Unidad	129	PTA GO	78,1
Batlle Sala B	22	CTR	1,2
Ciclo Combinado	0	APR	24,3
PTA TGE GO	345	AGGREKO	0,4
CTR	4	Térmico gas oil	104,0
APR	100	Total Térmico	171,2
AGGREKO	2	Salto Grande	16,0
Motores	166	RIVERA 70 MW	0,0
Total Térmica	815	CONTINGENTE RESTO	0,0
RIVERA 70 MW	0	MELO	0,0
CONTINGENTE RESTO	0	Eólica privados	55,3
MELO	0	GEN DIST (biomasa+fósil+MdP)	31,1
Eólica UTE	192	UPM	15,9
Eólica privados	692	Solar	1,1
Eólica Total	884	Exportación	-1,2
GEN DIST (biomasa+fósil+MdP)	345	Cargo Fijo	46,4
UPM	110	Total Intercambios	-1,2
Solar	12	Total Autop + otros	48,1
Exportación	-120	FALLA 1	0,0
FALLA 1	0,2	FALLA 2	0,1
FALLA 2	0,1	FALLA 3	0,4
FALLA 3	0,2	FALLA 4	0,0
FALLA 4	0,0	TOTAL Falla	0,5
TOTAL Falla	0,4	Costo Operativo UTE	335,8
Demanda Total	5297	Costo Operativo País	319,8
		Costo Total UTE	336,3
		Costo Total País	320,3
		Cota promedio final (m)	74,56

EDF:

BALANCE ENERGÉTICO Y COSTOS			
PAM 2014-10-2 - Semanas 39/2014 a 12/2015		COSTOS ESCALADOS	
2014 SI - 2015 SI - 2016 NO - 2017 NO - ESCENARIO		Seco - Costos - (0.0% - 100%)	
GENERACIÓN (GWh)	caso - base -	COSTO (MUS\$)	caso - base -
Terra	458	Térmico fuel oil	35,8
Baygorria	342	Térmico fuel oil Motores	24,3
Palmar	905	Térmico gas oil	78,9
Total Río Negro	1705	Térmico gas	0,0
Salto Grande	1629	Total Térmico	139,0
Total Hidráulica	3334	Salto Grande	16,3
Battle 5ª Unidad	47	CEMSA I +GMSA	0,0
Battle 6ª Unidad	108	RIVERA 70 MW	0,0
Battle Sala B	21	CONTINGENTE INV - Garabi	0,0
PTA TGE GN	0	Melo	0,0
PTA TGE GO	334	S/D	0,0
PTA CC GN	0	ARG	0,0
PTA CC GO	0	GEN DIST	34,5
CTR	12	UPM	17,6
Motores	146	EOLICA	60,4
Total Térmica	668	GEN ARREND. AGGREKO	1,3
CEMSA I +GMSA	0	APRs adicionales	0,0
RIVERA 70 MW	0	APR GO	32,2
CONTINGENTE INV - Garabi	0	Exportación	-2,6
Melo	0	Cargo Fijo	46,4
S/D	0	Total Intercambios	-2,6
ARG	0	Total Autop + otros	112,5
GEN DIST	384	FALLA 1	0,2
UPM	121	FALLA 2	0,3
EOLICA	920	FALLA 3	0,5
GEN ARREND. AGGREKO	5	FALLA 4	0,5
APRs adicionales	0	TOTAL Falla	1,5
APR GO	133	Costo Operativo UTE	345,0
Exportación	-256	Costo Operativo País	328,7
FALLA 1	0,8	Costo Total UTE	346,5
FALLA 2	0,4	Costo Total País	330,2
FALLA 3	0,2	Cota promedio final (m)	74,89
FALLA 4	0,1		
TOTAL Falla	1,6		
Demanda Total	5311		

Nota: a los efectos de valorar la falla se tomaron los valores decretados 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).



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

4. ANEXOS

4.1 ANEXO 1- Información de Agentes

Montes del Plata: Realizará una parada en marzo de 14 a 20 días y luego realizará sus mantenimientos en noviembre (14 a 20 días), seguramente junto a la parada de UPM.

4.2 Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de UTE

CENTRALES TERMICAS	
Enviado por:	Tacuabé Cabrera
Fecha de recepción:	05/09/2014
Solicitud de aclaración:	

Año 2014:

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	Central Battle			CTR	
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	Sala B	Unidad 5	Unidad 6	1	2
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;		Programado /Sustitución curvas inferiores de la caldera		Programado /Cambio de termocuplas/Actualización AVR (Automatic Voltage Regulator)	Actualización AVR
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;		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.		80 días a partir de octubre		15 al 29/9	A continuación de CTR1 (Dos días)
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);		Ninguna		Ninguna	Ninguna
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;		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
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.				Pendiente de adjudicar K45477 (05/09/14 se envía propuesta de adjudicación por comisión asesora) 30 días de trabajo 2015	Pendiente de adjudicar K45477 (05/09/14 se envía propuesta de adjudicación por comisión asesora) 30 días de trabajo 2015



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	PTA						Motor Wartsila							
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	7	8
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)														
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;														
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;							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.														
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);				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
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
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.														

Año 2015:

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	Central Battle			CTR	
	Sala B	Unidad 5	Unidad 6	1	2
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;		Programado /Sustitución curvas inferiores de la caldera	Programado / cambio tubos condensador	Programado /cambio partes calientes	
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;		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.		40 días a partir de octubre	60 días (fecha de prevista 16/03/2015, la última fecha sería el 19/6/2015) por el contrato de reentubado de condensado	7 días (segundo semestre)	
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);		Ninguna	Ninguna	Ninguna	
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;		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	
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.				Pendiente de adjudicar K45477 AGC (05/09/14 se envía propuesta de adjudicación por comisión asesora) 30 días de trabajo 2015 <u>no indispone máquina</u>	Pendiente de adjudicar K45477 AGC (05/09/14 se envía propuesta de adjudicación por comisión asesora) 30 días de trabajo 2015 <u>no indispone máquina</u>



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	PTA					
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	1	2	3	4	5	6
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;				Programada / Cambio de sección caliente	Programada/ Cambio de turbina /Se sustituye la ESN 191589 x ESN 191550.	
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;				No hay	No hay	
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.				10 días / al cumplir 1786 hrs de servicio a partir de hoy	7 días / al cumplir 1498 hrs de servicio a partir de hoy	
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);				Ninguna	Ninguna	
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;				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	
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.	Faltan 10080 hs para próximo cambio de Sección Caliente. Esta unidad tiene la LPT nueva colocada en julio 2013. No se prevé trabajos en este periodo	Faltan 11347 hs para próximo cambio de Sección Caliente. Unidad reparada a nuevo. No se prevé trabajos en este periodo.	Faltan 8434 hs para próximo Cambio Sección caliente. No se prevé trabajos en este periodo.	Faltan 1786 hs para próximo cambio de Sección Caliente.	Faltan 8438 hs para próximo cambio de Sección Caliente. No se preveen trabajos en este periodo. A esta unidad le faltan 1498 hs para llegar a las 25000 hs (valor aprox. para overhaul). Dalla Zuanna opina que deberíamos consumir la vida de la sección caliente remanente (controlando el estado gral de la maquina con boroscopias) y en ese momento llevar la unidad a Overhaul.	Faltan 8626 hs para próximo Cambio de Sección Caliente. No se prevé trabajos en este periodo.



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	Motor Wartsila							
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	1	2	3	4	5	6	7	8
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Programado 24000 hrs	Programado 18000 hrs	Programado 18000 hrs	Programado 24000 hrs	Programado 24000 hrs	Programado 18000 hrs	Programado 18000 hrs	Programado 18000 hrs
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
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	Agosto 30 días	Junio 5 días	Junio 5 días	Abril 30 días	Julio 30 días	Mayo 5 días	Junio 5 días	Setiembre 5 días
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
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	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.								

		Central Battle			C.B. Motores Wartsila								CTR		PTA						Repuesto	TGAA U1
		Sala B	U5	U6	1	2	3	4	5	6	7	8	U1	U2	U1	U2	U3	U4	U5	U6		
2014	1S																					
	2S			60d									15 d	2 d								
2015	1S			60d		5d	5d			5d	5d											
	2S			40d								5d	7días									
2016	1S																					
	2S																					

Mantenimiento Mayores con duración igual o mayor a 60 días Central Battle

Overhaul (CB Motores 30 días, CTR más de 90d, TGAA 2 meses y PTA que implica cambio de turbina 7 días) No modificables, salvo inconvenientes con suministros o servicios

Revisión (CTR y TGAA son de 15 días, PTA de 10 días cambio sección caliente)

F/S depende de la decisión que se tome en próximos días

Para todos los casos las revisión a partir del 2014 dependerán del régimen de funcionamiento



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

CENTRAL	Terra, Baygorria y Palmar
Enviado por:	Roberto Reyes
Fecha de recepción:	12/09/2014
Solicitud de aclaración:	--/--/--
Tipo de Generación:	Hidráulica
Unidades informadas:	BON1-BON4, BAY1-BAY3, PAL1-PAL3

Año 2017-2015

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Baygorria	CH Baygorria	CH Constitución
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	U 3	U 1	U 2	U1	U3	U1
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Mantenimiento programado. Inspección Cojinete Guia de Turbina	Mantenimiento programado. Relleno del anillo de garganta.	Mantenimiento programado. Inspección Cojinete Guia de Turbina	Reparacion nuevas fisuras 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	Protecciones de los trafos a cambiar
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	15 días en el segundo semestre	15 días en el primer semestre 2015	15 días en el primer semestre 2015	7 días en segundo semestre de 2014	13 días en segundo semestre de 2014	15 días en primer semestre 2015
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de trasmisión);	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 26 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 36 Mw	Disminución de potencia de la Central en 111 Mw
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;	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
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.				El trabajo debe realizarse a la brevedad posible, esta estimado para el 29/9/2014 por espera de contratos externos	No corresponde	



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

PLANIFICACION QUINQUENAL 09-2014

		Terra				Baygorria			Constitución			Observaciones	
		U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U1	U2	U3		
2014	2S	15 d				7 d	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				
2018	1S	12 d 12 d				13 d				16 d			
	2S					13 d			16 d				
2019	1 S	12 d	12 d						16 d				

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

CENTRAL	CTM-SG
Enviado por:	CTM
Fecha de recepción:	13/08/2014
Solicitud de aclaración:	--/--/--
Tipo de Generación:	Hidráulica
Unidades informadas:	1 a 14



CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO ESTACIONAL DE GENERADORES

CTM SALTO GRANDE

Prog. Estacional Noviembre/2014 - Abril/2015

Máquina	Día Desde	Día Hasta	Tipo de Mantenimiento	Tarea	Día Desde	Día Hasta	Tipo de Mantenimiento	Tarea
SGDEHI01	16-11-15	31-01-16	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI02	13-01-16	16-04-16	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI03	12-11-18	29-01-19	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI04	10-01-19	12-04-19	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI05	17-11-14	31-01-15	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI06	05-01-15	31-01-15	Mantenimiento Menor	Transformador de bloque				
SGDEHI07	14-11-16	29-01-17	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI08	12-01-17	14-04-17	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI09	11-11-19	27-01-20	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI10	23-01-20	14-04-20	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI11	13-11-17	28-01-18	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI12	11-01-18	12-04-18	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI13	02-02-15	23-04-15	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI14	04-05-15	16-05-15	Mantenimiento Menor	Generador				



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

ÍNDICE

1. RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2. HIPÓTESIS.....	3
Clima.....	3
2.1 Demanda y Falla.....	4
2.2 Precio de los combustibles.....	4
2.3 Importación.....	5
2.4 Parque generador nacional.....	6
3. PAM OCTUBRE 2014.....	9
3.1 Análisis de mantenimientos mayores de Trasmisión.....	13
3.2 Análisis de falla.....	14
3.3 Evolución de la cota del lago de Bonete.....	17
3.4 Balance energético y costos.....	18
4. ANEXOS.....	20
4.1 ANEXO 1- Información de Agentes.....	20
4.2 Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de UTE.....	20