



Informe de Garantía de Suministro

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
29/02/2012	1	Versión Preliminar para Directorio
27/03/2012	2	Versión 2 Preliminar para Directorio
29/03/2012	3	Versión aprobada para publicar en la web



Informe de Garantía de Suministro

Resumen

El artículo 246 del RMM establece: *“Antes de la finalización de cada año, la ADME deberá elaborar y enviar a los Participantes y el Regulador el INFORME DE GARANTÍA DE SUMINISTRO de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento. La ADME incluirá este informe en su página Web para conocimiento público, en particular para conocimiento de inversionistas interesados en generación y Grandes Consumidores Potenciales.”*

El artículo 247 del RMM establece que dicho informe incluirá los resultados que se detallan a continuación, mensuales y anuales, para el siguiente período de ocho años:

- a) Consumo y requerimiento previsto de Garantía de Suministro.
- b) Requerimiento de contratar para el seguro de Garantía de Suministro.
- c) Cubrimiento previsto.
- d) Seguro de suministro sin cubrir o Reserva Anual.
- e) Contratos faltantes.

Asimismo el artículo 248 establece que se incluirán los siguientes resultados para los doce meses del siguiente año:

- f) Potencia firme de largo plazo de generación propia de cada Participante Productor y Comercializador
- g) Para cada Participante Productor la PFLP comercializable y la comprometida en ventas por contratos o en el SRN.
- h) Para cada Comercializador la PFLP comercializable y la comprometida en ventas por contratos o en el SRN o que compromete la Garantía de Suministro de Grandes Consumidores para los que comercializa
- i) Para cada Participante Productor, el requerimiento de Reserva Anual si la PFLP comercializable es menor que la comprometida

En el reglamento no se prevé el cálculo de la potencia firme de origen eólico. De todas formas se consideró oportuno incorporar en este documento una evaluación de la potencia firme asignable al conjunto de las eólicas. Se adoptó como criterio el previsto en el Capítulo II asimilándolo al cálculo de potencia firme de generación hidráulica. Todos los resultados se muestran con y sin dicha potencia considerada.

“Se concluye de este Informe de Garantía de Suministro que, de acuerdo a la Reglamentación vigente, a las hipótesis establecidas en los Anexos de este Informe y a la situación actual del parque de generación ya existente en el país y a sus expansiones en desarrollo, no existiría faltante de energía hasta mayo del año 2020. Puntualmente, se desprende del estudio realizado, hay faltantes en los meses de julio de 2012, y de octubre de 2012 a abril de 2013, atribuibles a mantenimientos programados de unidades térmicas para dichas fechas, los cuales se pueden reordenar en ocasión del Programa Anual de Mantenimiento. En consecuencia, no existe un requerimiento de Reserva Anual a licitar.”

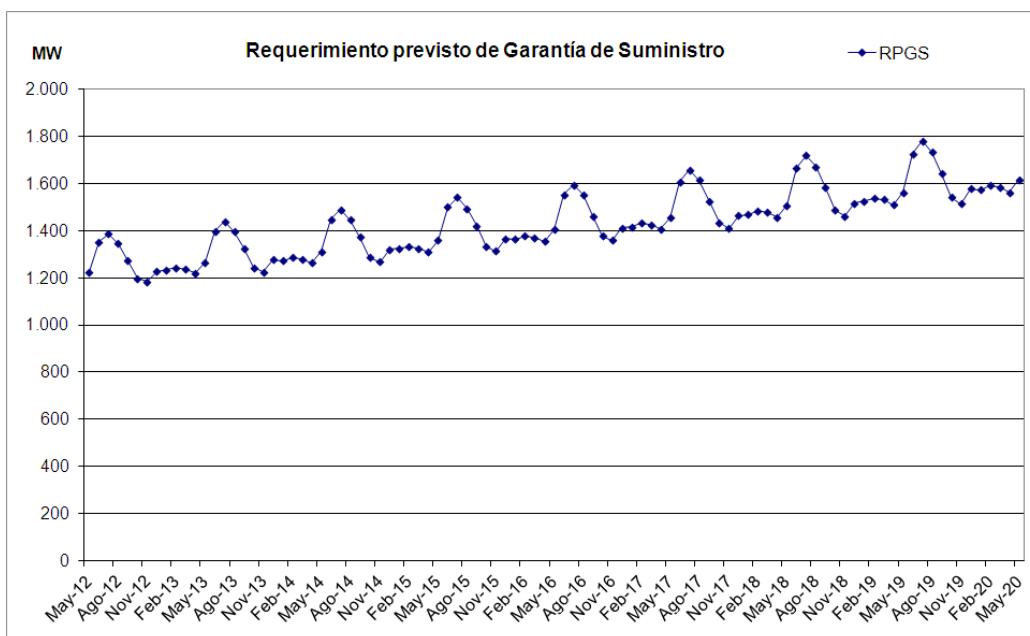


RESULTADOS:

Todos los resultados se presentan a continuación en forma gráfica; puede encontrarse el detalle numérico de los mismos en el Anexo I, "Tabla Resumen de Resultados Obtenidos".

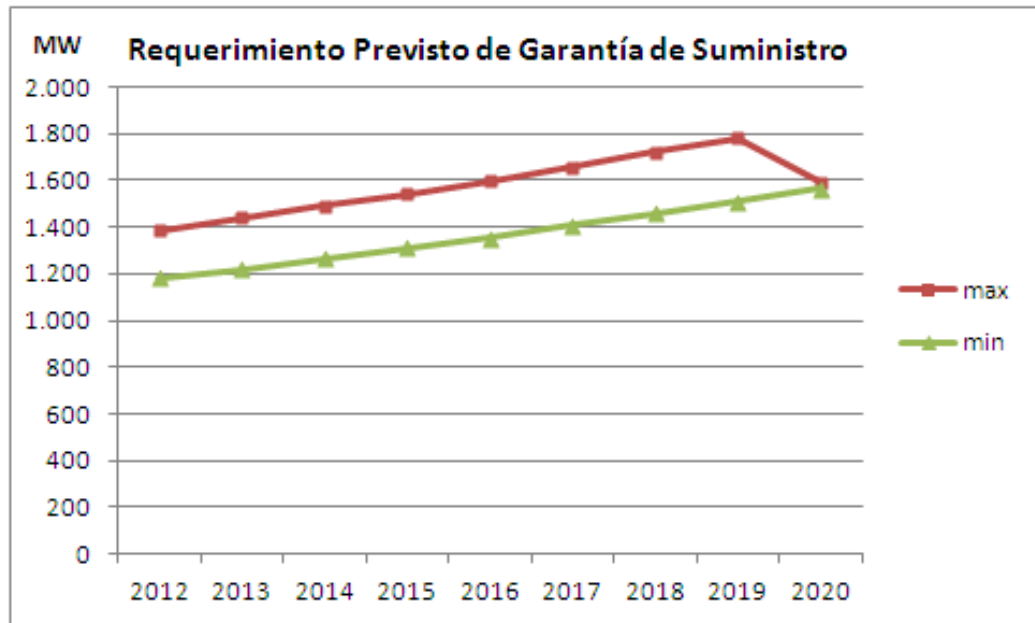
A) Consumo y requerimiento previsto de Garantía de Suministro

De acuerdo a los artículos 237 y 238 del RMM, el requerimiento previsto de Garantía de Suministro se calcula con el consumo previsto expresado por el valor medio de su potencia en las horas del Periodo Firme (definido en el RMM como las horas fuera de valle), excluyendo exportación, más una estimación de pérdidas de energía por transmisión. Los valores correspondientes se muestran en la siguiente gráfica:



Se agrega a continuación una gráfica con los valores mínimos y máximos de RPGS para el periodo para facilitar su visualización, tal como realizara URSEA en su informe N° 373/2010 de mayo 2011.

Obs.: el año 2012 abarca de mayo hasta diciembre, y el año 2020 de enero hasta abril.



Para el cálculo del requerimiento previsto de Garantía de Suministro se utilizaron las proyecciones de demanda de generación consideradas en la Programación Estacional para el período Noviembre 2011-Abril 2012. La demanda de generación comprende el consumo previsto más las pérdidas de energía por transmisión. Se ajustó la estimación de dichas pérdidas a un 3% de la demanda de generación.

B) Requerimiento de Contratar para el Seguro de Garantía de Suministro

De acuerdo a los artículos 241 y 242 del RMM, cada Participante Consumidor aportará a la Garantía de Suministro del sistema, cubriendo por lo menos una parte de su Seguro de Garantía de Suministro con contratos, según lo detallado en el art. 242.

Para Consumidores Cautivos, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el ochenta por ciento del requerimiento previsto de Garantía de Suministro, para los siguientes cinco años. En la situación actual se considera a UTE como el único Distribuidor que abastece Consumidores Cautivos.

En el caso de Grandes Consumidores Potenciales éstos deberán tener contratos por el cincuenta por ciento del requerimiento mencionado, para el siguiente año. En la situación actual no existen Grandes Consumidores constituidos en Participantes del MMEE. Este requerimiento se aplica al Distribuidor o Comercializador que prevea abastecerlos o bien directamente al Gran Consumidor, si éste es Participante del MMEE.

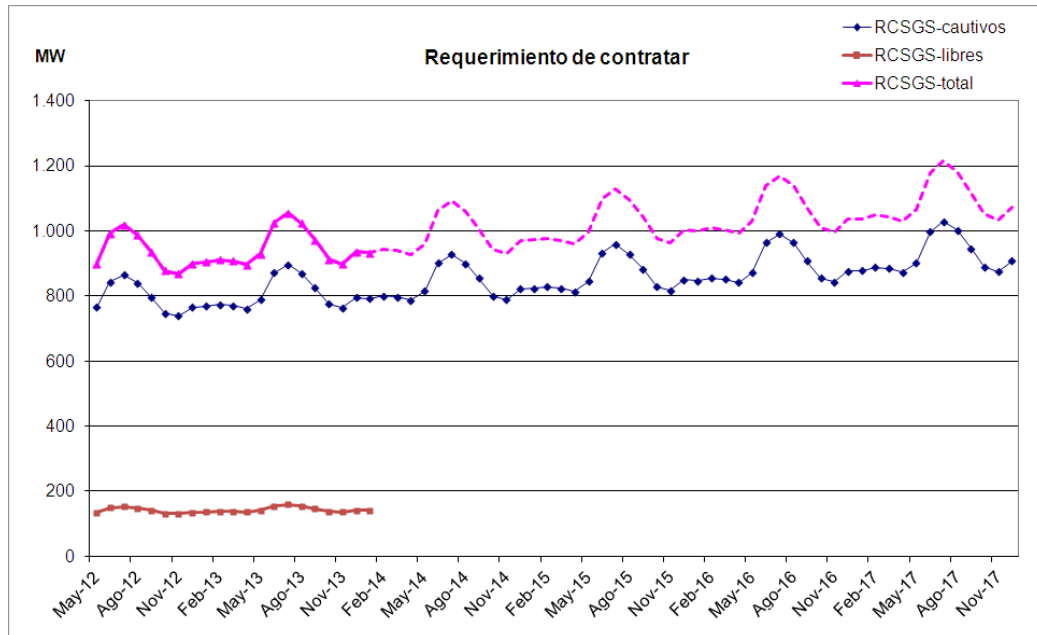
El requerimiento previsto de Garantía de Suministro calculado en (A) se divide entonces en el porcentaje que corresponde al Distribuidor que abastece a Consumidores Cautivos, y el restante, correspondiente a Grandes



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Consumidores Potenciales libres. Éstos a noviembre 2011 comprenden 884 clientes abastecidos por el Distribuidor (UTE).

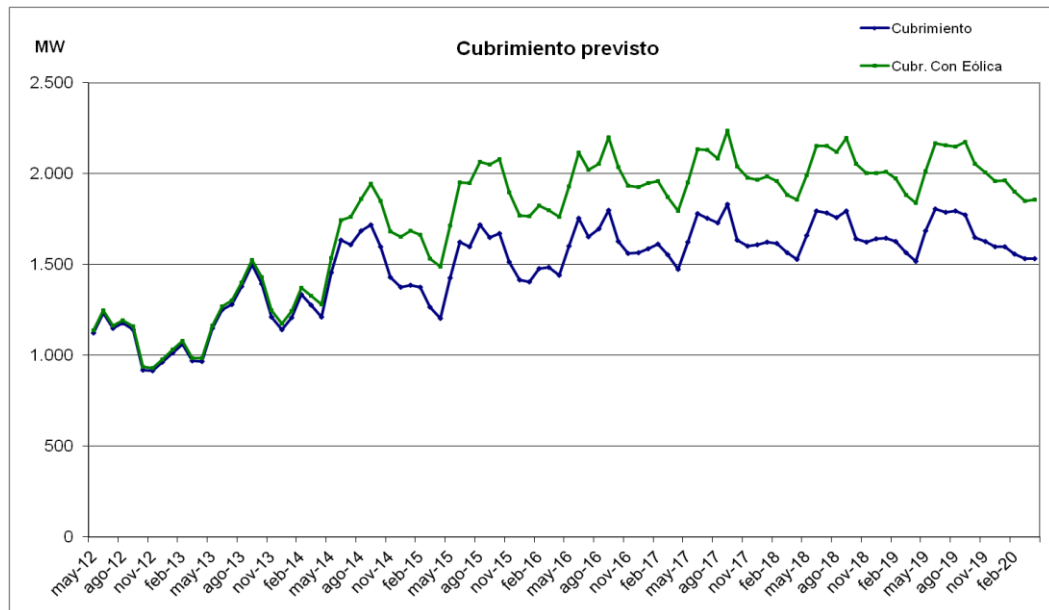
En la gráfica que sigue se muestra dicho requerimiento, para los dos casos arriba descriptos. En caso que los Grandes Consumidores Potenciales libres permanecieran cautivos como en la actualidad, el requerimiento aplicable a éstos se traslada al Distribuidor que los abastece (UTE), debiendo adicionarse al requerimiento para Consumidores Cautivos.



El valor máximo de requerimiento de contratar para el SGS, considerando el requerimiento reglamentario de 5 años, es de 1.214 MW para el mes de julio de 2017, y considerando todo el período que abarca el presente estudio (8 años) es de 1.304 MW para el mes de julio de 2019.

C) Cubrimiento previsto

De acuerdo la reglamentación (art.247) el cubrimiento previsto está integrado por la compra de Potencia Firme en los contratos ya acordados y en el Servicio de Reserva Nacional. Ver Anexo II para una descripción detallada de la Potencia Firme considerada. Los valores correspondientes se presentan en la siguiente gráfica:



La curva inferior (azul) es el cubrimiento previsto teniendo en cuenta el parque generador existente (térmico e hidráulico) y próximo a entrar (incluyendo la ampliación de biomasa).

La curva superior (verde) corresponde a considerar el aporte de potencia firme de la eólica existente, próxima a entrar, los 150MW adjudicados en la licitación K39607de UTE, los 192 MW adjudicados en la licitación K41938 de UTE considerando además 450 MW adicionales, así como el leasing de 180 MW previsto por UTE.

Se observa un cubrimiento algo menor al inicio del periodo respecto de lo previsto en el informe de Garantía de Suministro del año pasado, debido a la postergación de mantenimientos mayores que no permitió aún la recuperación los fd de las unidades térmicas existentes a los valores previstos, y por otro lado un cubrimiento notoriamente mayor a partir del año 2013 y siguientes, por el respaldo térmico agregado en el presente informe (nuevo ciclo combinado, aporte de biomasa). Lo mismo sucede si se considera el aporte adicional de potencia firme de la eólica, siendo las hipótesis realizadas de nuevas incorporaciones notoriamente más cuantiosas que las realizadas en el informe anterior.



D) Seguro de suministro sin cubrir o Reserva Anual

El objeto de la Reserva Anual del sistema es cubrir el Seguro de Garantía de Suministro de cada Participante Consumidor (art.249 RMM). En caso que exista faltante en el Seguro de Garantía de Suministro, ADME deberá remitir al Regulador una propuesta de Reserva Anual a licitar. Si dicho monto fuera inferior al 5% del requerimiento de Garantía de Suministro el Regulador podrá disponer no realizar la licitación de reserva anual correspondiente (art.254 RMM). De ser necesario licitar Reserva Anual ADME convocará la licitación respectiva, bajo la supervisión del Regulador (art.255 RMM).

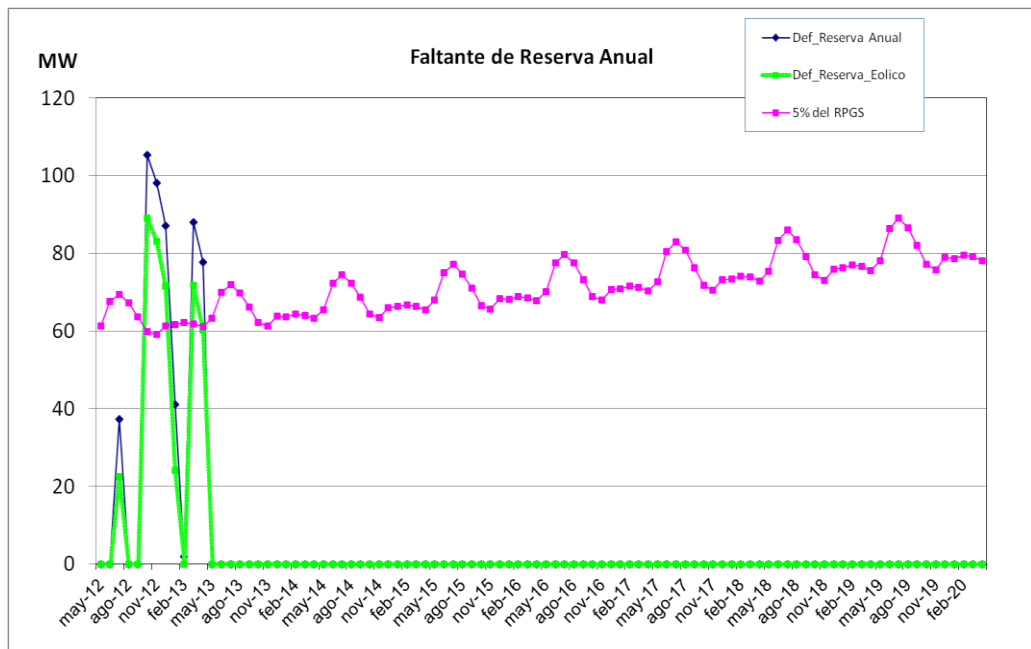
El Seguro de Garantía de Suministro definido en el art. 239, establece:

Para Consumidores Cautivos, resulta del noventa por ciento del requerimiento previsto de Garantía de Suministro (ítem A del presente informe), para los siguientes cinco años. En la situación actual se considera a UTE como el único Distribuidor que abastece consumidores cautivos.

Para Grandes Consumidores Potenciales, resulta del setenta por ciento del requerimiento mencionado, para el siguiente año. A la fecha no hay Grandes Consumidores que se hayan constituido como Participantes del MEE. Este requerimiento se aplica al Distribuidor o Comercializador que prevea abastecerlos o bien directamente al Gran Consumidor, si éste es Participante directo del MEE.

La figura que sigue muestra dos curvas: la correspondiente al faltante de reserva anual (trazo continuo) y el límite de 5% mencionado (trazo punteado, 5% del ítem A del presente informe), calculado como la diferencia entre el requerimiento de Seguro de Garantía de Suministro (descrito en los dos párrafos anteriores) y el Cubrimiento previsto (ítem C del presente informe).

En la gráfica se muestra el caso en que los Grandes Consumidores Potenciales libres permanecieran cautivos, siendo que el requerimiento aplicable a éstos, como se mencionara más arriba, se traslada al Distribuidor que los abastece (UTE), debiendo adicionarse al Seguro de Garantía de Suministro correspondiente a los Consumidores Cautivos. De no ser así, y de pasar a ser Participantes del MEE, el faltante de Reserva Anual computable al Distribuidor, sería menor en la proporción correspondiente.



Se puede observar un faltante de reserva inferior al límite de 5% del RPGS en el mes de Julio de 2012 atribuible a la salida del lavado químico de 5ta unidad de C.Batlle coincidente con los mantenimientos de 1 unidad por semana de Punta del Tigre.

A su vez se observa un faltante de reserva a partir de octubre de 2012, el cual pasa a superar el límite de 5% del RPGS lo cual puede atribuirse a los mantenimientos mayores previstos para la 6ª Unidad de C.Batlle (setiembre a noviembre de 2012 inclusive, con un fd reducido al 50% hasta mediados de diciembre) y de la CTR2 previsto para marzo a junio de 2013 inclusive, coincidente además parcialmente con mantenimientos rutinarios de Sala B (abril 2013) y de 6ª Unidad de C.Batlle (marzo 2013).

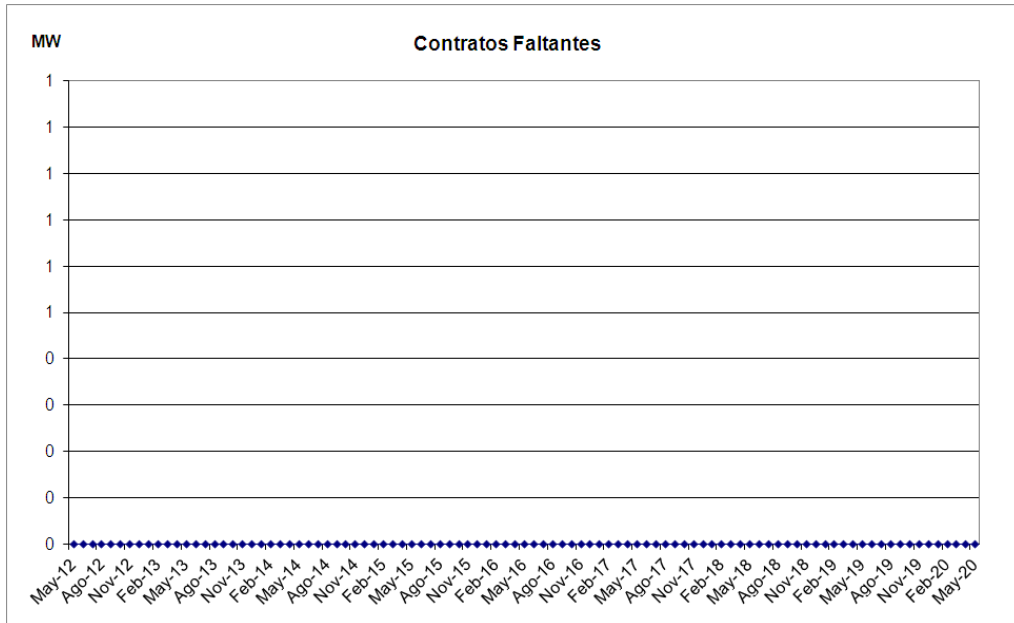
No se observa otro faltante de reserva anual en el resto del periodo con las hipótesis realizadas.

Se presentan dos curvas para el faltante, la superior (azul oscuro) corresponde al faltante de reserva considerando nula la potencia firme eólica, la inferior (verde) corresponde a considerar la potencia firme de origen eólico.



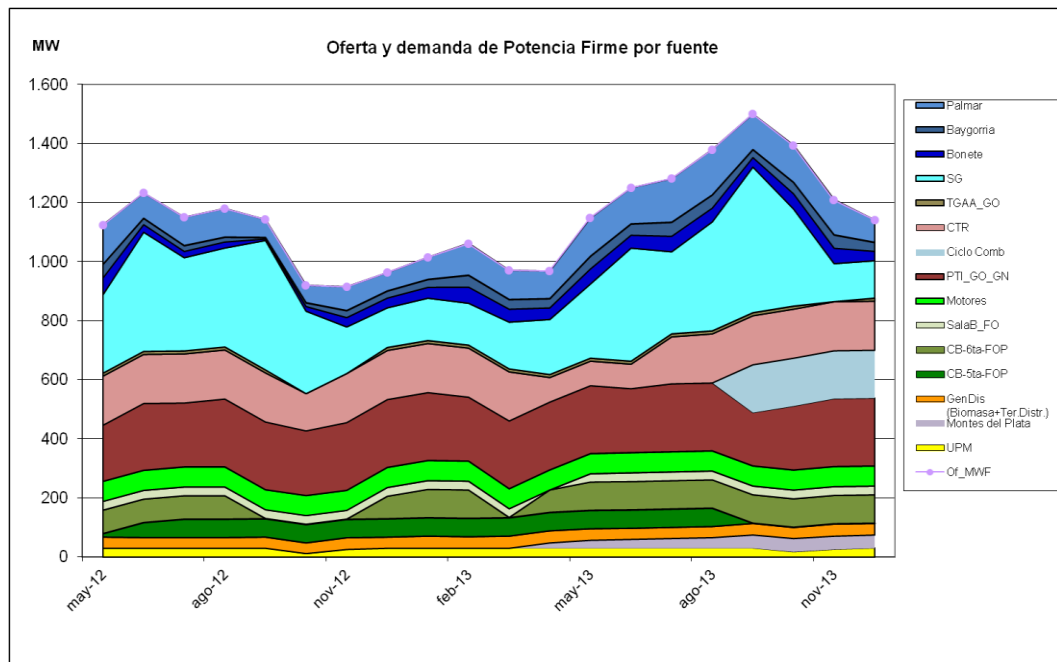
E) Contratos Faltantes

El monto de los contratos faltantes, calculados como la obligación de contratar (ítem B del presente informe, RCSGS total) menos el cubrimiento previsto (ítem C del presente informe, sin considerar la potencia firme de origen eólico) en los contratos ya acordados y en el Servicio de Reserva Nacional (art.247 RMM), se presenta en la siguiente grafica:



F) Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) de cada Participante Productor y Comercializador

Se muestra a continuación una gráfica con la potencia firme de largo plazo de generación propia de cada Participante Productor para los 12 meses del siguiente año:



A los efectos de simplificar la lectura de la gráfica en "GenDis (Biomasa + Ter. Distribr.)", se agrupa toda la generación de menor escala de fuente biomasa, térmica y eólica, habiéndose segregado UPM y Montes del Plata.

No se realizan cálculos para comercialización de generación debido a que a la fecha no se ha inscripto en ADME ningún Acuerdo de Comercialización.

G) PFLP comercializable y la comprometida en ventas por contratos o en el SRN para Participante Productor

Los Participantes Productores que se han constituido como tales y han inscripto sus contratos en el Mercado de Contratos a Término tienen contratos de venta de energía sin potencia firme comprometida, razón por la cual no es posible calcular la PFLP para estos Participantes Productores.

Los Participantes Productores que se han constituido y tienen actividad comercial exclusiva en el Mercado Spot no se consideran por no ser posible realizar el cálculo de PFLP.



H) PFLP comercializable y la comprometida en ventas por contratos o en el SRN para Participante Comercializador

A la fecha del presente informe no existe ningún Participante Comercializador inscripto en el MEE ni ningún Acuerdo de Comercialización inscripto.

I) Reserva Anual para cada Participante Productor

De acuerdo a lo expuesto, al no existir en el MEE contratos con potencia firme asociada, este cálculo no se puede realizar.



**ANEXO I
PRINCIPALES HIPÓTESIS Y TABLA DE RESULTADOS OBTENIDOS**

Hipótesis generales

A los efectos de los cálculos realizados se considera que toda la potencia firme instalada en el territorio nacional está incluida en el servicio de reserva nacional dado que no están firmados los convenios internos que prevé la reglamentación en el art. 291 y siguientes. Se asume que UTE como único Distribuidor tiene convenios internos por los que tiene contratada toda su generación.

No existen en el momento contratos de importación con garantía de suministro por lo que no se consideran para los cálculos de la oferta de potencia firme.

El horizonte de estudio abarca el período mayo de 2012 a mayo de 2020 inclusive. Se tomaron 3 años y medio "de guarda" al inicio del período de optimización, de forma de independizar los resultados de los valores iniciales tomados para los embalses (volúmenes embalsados, condición hidrológica). Ver Anexo II, "Metodología de cálculo".

Demanda

Las tasas de crecimiento supuestas y los valores resultantes de las energías anuales son los que se muestran en la siguiente tabla:

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GWh	10.155	10.505	10.876	11.262	11.675	12.102	12.545	13.004	13.479
Crecimiento	3.58%	3.45%	3.53%	3.55%	3.66%	3.66%	3.66%	3.66%	3.66%

Los mismos se obtuvieron a partir de las proyecciones de demanda de generación consideradas en la Programación Estacional para el período Noviembre 2011 – Abril 2012.

Para los años 2011 y 2010 se tomaron los valores de demanda proporcionados por UTE (9.804 y 9.394 GWh respectivamente; valores de demanda neta anual sin restar el consumo de los autoprodutores UPM de acuerdo al nuevo criterio adoptado por UTE) repitiéndose el valor del año 2010 hacia atrás para los años "de guarda" considerados en la corrida al inicio. Para el año 2011 la tasa de crecimiento respecto del año 2010 resultó de 4.35%.

Grandes Consumidores (Potenciales)

A los efectos de diferenciar entre clientes cautivos y libres, se consideraron como Grandes Consumidores todos aquellos titulares de un suministro con potencia contratada igual o superior a 250 kW, según decreto 299/03 que modifica el art.88 del RMM (que fijaba inicialmente dicho requerimiento en 500 kW).

Si bien actualmente no existen Grandes Consumidores libres constituidos como Participantes en el MME, se solicitó a UTE la información relativa a los clientes titulares de uno o más suministros con dichas características, que constituyen los



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Grandes Consumidores Potenciales. UTE suministró datos para el período 2002-nov.2011, informando un total de 884 clientes a la fecha mencionada.

UTE informó una proyección para el crecimiento porcentual de grandes consumidores potenciales respecto de los datos informados para 2011 de 4% anual para todo el periodo considerado, lo cual tomando en cuenta el crecimiento anual previsto para la demanda en el mismo periodo, resulta en un leve crecimiento relativo del %GC respecto de la misma. Se muestra a continuación el %GC como un porcentaje de los grandes consumidores potenciales respecto del total de la generación entregada al SIN:

Datos UTE	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
% GC	17,30%	18,90%	19,90%	20,50%	20,70%	22,00%	21,50%	21,70%	21,92%
Proyección	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
% GC	22,01%	22,12%	22,22%	22,32%	22,39%	22,47%	22,54%	22,62%	22,69%

Se observa un crecimiento más atenuado respecto de las proyecciones realizadas mediante extrapolación lineal de los datos históricos en el informe de Gtia. de Suministro del año pasado (se proyectaba un 25,4% para el final del periodo, año 2019).

Parque Térmico

Para las unidades térmicas se consideraron los siguientes mantenimientos para el año 2012, de acuerdo a lo previsto en la Programación Estacional para el período Noviembre 2011 –Abril 2012 y modificaciones de Enero 2012:

- 5ª Central Batlle – sem.19 a 22 (05/05 a 02/06)
- 6ª Central Batlle – sem.36 a 48 (01/09 a 01/12)
- Batlle Motores – mantenimientos rutinarios menores que no se modelan
- Sala B – sin mantenimientos previstos en el período
- CTR – unidad1 sem.41 a 42 (06/10 a 20/10)
- Punta del Tigre – una unidad sem.19 a 22 (05/05 a 02/06), sem.28 (07/07 a 14/07) y sem.40 (29/09 a 06/10)
- UPM (exBotnia) – 17/10 a 04/11 periódico todos los años

Asimismo para los años 2013 hasta 2015 se consideraron los siguientes mantenimientos:

- 5ª Central Batlle – mant. mayor sem.36 a 52 de 2013 (31/08 a 28/12) y mant. rutinarios en setiembre de 2014 y de 2015
- 6ª Central Batlle – mant. rutinarios sem.10 a 13 de 2013 (02/03 a 30/03), marzo de 2014 y marzo a mayo de 2015
- Sala B – trabajos en caldera sem.14 a 17 de 2013 (30/03 a 27/04), mant. rutinarios abril y mayo de 2014 y abril de 2015
- CTR – mant. mayor en unidad2 sem.10 a 26 (02/03 a 29/06) y 15 días para revisión gral. en abril de 2014
- Punta del Tigre – mant. rutinario de una semana c/unidad en 2013 y 2014.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Dado que la información contenida en el Plan de Mantenimiento detalla los mantenimientos previstos para las unidades térmicas hasta el año 2015 (inclusive), se bajó el factor de disponibilidad de las mismas a partir del 01/01/2016 (fecha arbitrariamente elegida), a los efectos de integrar dentro del factor de disponibilidad fortuita, la indisponibilidad asociada a los mantenimientos programados en los años futuros para los que aún no se dispone información.

Las unidades térmicas actualmente en servicio se consideran disponibles por todo el período del estudio, salvo la Sala B de la Central Batlle y la TGAA (Turbina de Maldonado) que se dan de baja a fines de 2015, lo que representa una disminución de 34 MW. Estas previsiones fueron informadas por UTE.

Se consideró la entrada en servicio de un futuro ciclo combinado, incorporándose la 1er unidad de TG de 180 MW en setiembre de 2013, la 2ª unidad de igual potencia en febrero de 2014, cerrándose el ciclo en febrero de 2016, con una potencia nominal de 480 MW. Estos datos se tomaron del informe realizado en marzo 2011 por la DNE (MIEM), "Análisis de Expansión del Sistema Eléctrico en el período 2011 a 2030".

Los valores considerados de potencia y de factor de disponibilidad complexiva (fdc) se tomaron de la Programación Estacional para el período Noviembre 2011 - Abril 2012. En la misma se consideran incrementos en dichos factores, teniendo en cuenta los mantenimientos a medida que éstos se van realizando, así como los mantenimientos realizados recientemente en las máquinas.

Como ya se mencionara para el presente estudio se consideró que los mismos vuelven a valores históricos a partir del 01/01/2016, a los efectos de tener en cuenta el posible desgaste de las mismas o bien mejoras en base a los mantenimientos realizados, así como los períodos fuera de servicio debidos a futuros mantenimientos que puedan realizarse en las mismas (valor fdc-2016). Asimismo para las unidades de turbo vapor que regresan de un mantenimiento se consideró que su fdc disminuye a 0.5 en las dos semanas posteriores al mismo y para las unidades de turbo gas solo por una semana. Los mismos se muestran en la siguiente tabla:

	MW	fdc	MW(firmes)	fdc-2016	MW(firmes)	cv [USD/MWh]
UPM (*)	30	1.0	30.0	1.0	60.0	0.0
5ta (**)	77	0.7	53.9	0.835	64.3	197.2
6ta (***)	113	0.7	79.1	0.835	94.4	199.5
Sala B	50	0.6	30.0			
Motores	80	0.85	68.0	0.845	67.6	164.9
CTR1 (+)	103.5	0.8	82.8	0.845	87.4	248.0
CTR2 (+)	103.5	0.8	82.8	0.845	87.4	248.0
Gdis (****)	--	--	--			--
PTA (++)	288	0.8	230.4	0.845	243.2	229.4
TGAA (+)	20	0.5	10.0			
Ciclo Comb	480	0.9	432.0	0.9	432.0	121.7



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

(+) El cv de las CTR y de la TGAA se consideró 2 USD/MWh por debajo del 1er escalón de falla, de forma que éstas se despachen antes de la falla.

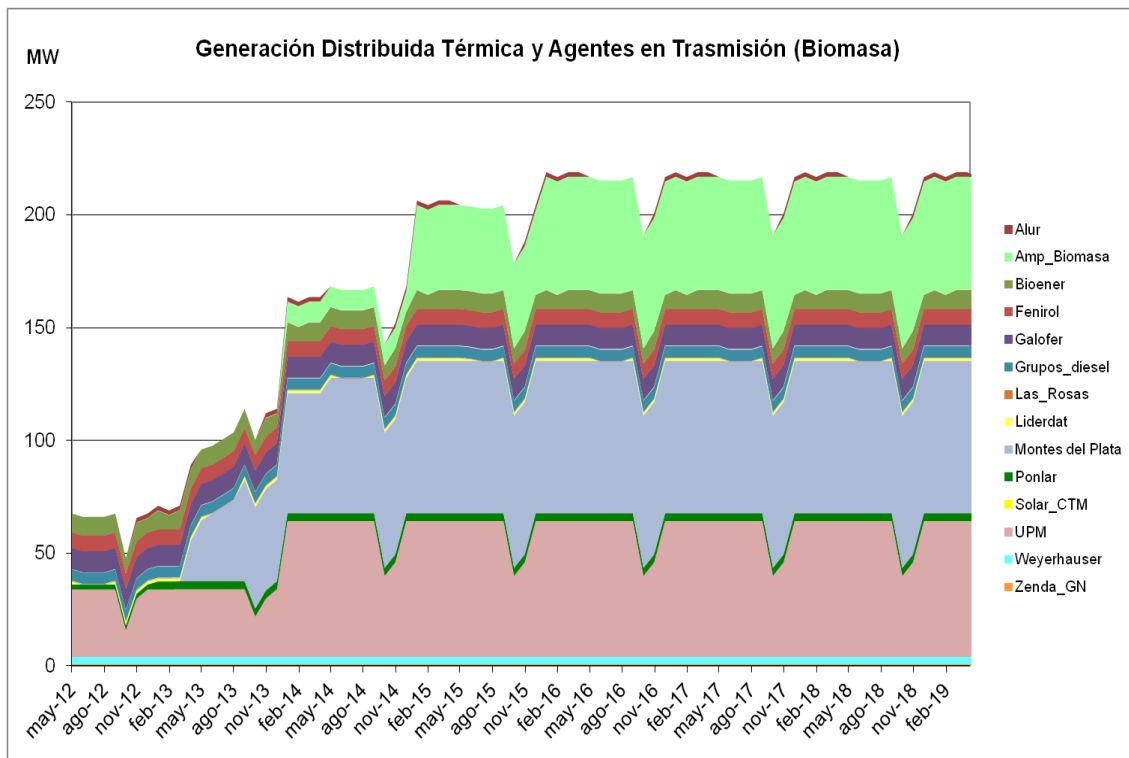
(++) Para el caso de PTA y del Ciclo Combinado se consideró la entrada en servicio para el año 2014 de una planta regasificadora (considerando lo expresado en el informe realizado en marzo 2011 por la DNE (MIEM), "Análisis de Expansión del Sistema Eléctrico en el período 2011 a 2030"), lo que permitirá despachar dichas centrales con gas en lugar de GO, con una consiguiente disminución de su cvar a partir de dicho año.

(*) Para el caso de UPM se tomó con fdc=1, considerando por separado el período de mantenimiento declarado, y con fdc=0,5 por una semana posterior a la salida de mantenimiento. Se consideró una ampliación prevista de 30 MW adicionales a partir de 2014.

(**) Para la 5ª de C.Batlle se aumentó su fdc a 0.8 luego del mantenimiento de mayo de 2012 y a 0.85 luego del mantenimiento mayor programado para fines de 2013.

(***) Para la 6ª de C.Batlle se aumentó su fdc a 0.85 luego del mantenimiento mayor programado para fines de 2012

(****) La Generación Distribuida (térmica) se consideró en forma detallada siendo el aporte de cada central el que se muestra en la siguiente figura (incluye los Agentes en Trasmisión que generan con Biomasa):





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

	MW	fdc	MW(firmes)
Alur	5	0.40	2.00
Ampliación Biomasa	50	0.80	96.00
Bioener	11.5	0.73	8.43
Fenirol	8.8	0.80	7.04
Galofer	12.5	0.76	9.44
Grupos diesel UTE	6	0.835	5.01
Las Rosas	1.2	0.15	0.18
Liderdat	4.85	0.30	1.46
Montes del Plata	75	0.90	120.00
Ponlar	4.5	0.80	3.60
Solar CTM	0.48	0.16	0.08
Weyerhauser	4	0.77	3.09
Zenda	3.72	0.20	0.74

Se consideró la zafralidad de Alur y Liderdat en forma complexiva en los fdc que se muestran en la tabla, así como los mantenimientos de Bioener, Galofer y Weyerhauser.

En "Ampliación Biomasa" se consideraron agrupados los posibles nuevos emprendimientos (de hasta 10 MW instalados) que se acojan a las condiciones especiales de contratación comprendidas en el Decreto Nº 367/010 (promoción de generación a partir de biomasa), el cual se encuentra enmarcado en los lineamientos estratégicos trazados por el Poder Ejecutivo en lo que refiere al incentivo a la diversificación en las fuentes de generación de energía, la incorporación de recursos autóctonos en la misma y el fomento al desarrollo tecnológico nacional asociado, entre otros.

Asimismo se consideró la entrada escalonada de Montes del Plata desde abril de 2013 aumentando la potencia entregada a la red hasta noviembre 2013 y junto con su factor de disponibilidad llegando hasta 0.9 en 2015.

El precio de los combustibles se consideró constante e igual al caso de 90 USD/bbl considerado en la Programación Estacional para el período Noviembre 2011 – Abril 2012. Se modelaron las máquinas térmicas como generadores térmicos básicos, con su costo variable correspondiente al cv total a pleno. Dichos costos se muestran en la tabla donde se detallan las potencias firmes del parque térmico, aunque los mismos no resultan relevantes para dicho cálculo. Se consideró el cvar de CTR y TGAA en 2 USD/MWh por debajo del 1er escalón de falla, de forma que éstas se despachen antes de la falla (su cvar sería 284,9 y 372,5 USD/MWh respectivamente). Se consideró el cvar de las unidades de PTA y del nuevo ciclo combinado, alimentados con gas a partir del año 2014, como ya se dijera.



Parque Eólico

No se consideró potencia firme proveniente del parque eólico, por no encontrarse comprendido el caso en el RMM. Sin embargo, se muestra en algunos de los resultados, como cambiarían los mismos, de aplicarse para el cálculo de la potencia firme, el mismo tratamiento que se aplica a la potencia firme de origen hidráulico.

En la siguiente tabla se detalla el parque eólico considerado:

	MW	Desde fecha
Agroland	0.3	May 2008
Caracoles 1	10	Set 2008
Caracoles 2	10	May 2010
Fortuny (con ampliación)	10	Set 2013
Kentilux	10	May 2011
Kentilux (ampliación)	10	Dic 2012
<u>Llamado 150 MW</u>		
Fingano SA	50	Jun 2014
Palmatir SA	50	Jul 2014
Jistok SA	50	Ago 2014
<u>Llamado 192 MW</u>		
Ensol SA	50	Feb 2014
Gen.Eólica Minas SA	42	Mar 2014
Agua Leguas SA	50	Abr 2014
Agua Leguas SA	50	May 2014
<u>Llamado 450 MW (adicionales)</u>	450	2o sem 2014
Leasing UTE	180	Mar a Set 2015
Luz de Mar (con ampliación)	9	Set 2013
Nuevo Manantial 1	6	May 2009
N.Manantial 1 (ampliación)	3	Mar 2011
Nuevo Manantial 2	4	May 2008

Las fechas previstas para las futuras ampliaciones eólicas, así como su escalonamiento se estimaron en base a fechas límite establecidas para los proyectos ya adjudicados y fechas estimadas proporcionadas por UTE para los demás casos.

Todas las ampliaciones se modelaron como parques compuestos por generadores eólicos de 2 MW, utilizando el mismo modelo de máquina y de vientos que para el parque de Caracoles, comprobándose en las simulaciones que se obtienen factores promedio mensuales de planta eólica que oscilan entre un 35 y un 40%, dependiendo del mes, lo cual resultaría adecuado como hipótesis general.



Falla

Los costos variables de las máquinas de racionamiento usadas en la simulación fueron:

Escalón				
Profundidad[p.u.]	0.05	0.075	0.075	0.8
Costo[USD/MWh]	250	400	1200	2000

Tanto los costos de generación de las unidades térmicas como los costos de falla, se consideraron constantes en todo el horizonte de tiempo del estudio. Si bien el precio del petróleo ha mostrado una volatilidad importante durante los últimos años, a los efectos del cálculo de la necesidad de potencia firme del sistema, es una variable que no debiera tener influencia.

Parque Hidráulico

Para las centrales hidráulicas del Río Negro no se consideraron los mantenimientos en las corridas realizadas para el presente estudio, con el criterio de que los mismos son de corta duración y fácilmente trasladables a las fechas en que resulte más conveniente realizarlos, de modo de no afectar la disponibilidad de las centrales hidráulicas (existe flexibilidad para ubicarlos en periodos de menor necesidad de disponibilidad de dichas centrales), resultando una restricción innecesaria ubicarlos en una fecha predeterminada y fija en la corrida.

La cantidad de días prevista para el mantenimiento, por cada unidad de cada central, por semestre de cada año, puede consultarse en el PAM. Los mismos pueden considerarse periódicos para años sucesivos.

Para la central de Salto Grande asimismo la última información disponible enviada por CTM, se encuentra disponible en el PAM y se emplea el mismo criterio, de que los mantenimientos se trasladan a las fechas más propicias. Cabe recordar que en el SimSEE se representa Salto Grande como la "media central" uruguaya, por lo que cada vez que se pone en mantenimiento una unidad, en realidad son dos las máquinas que salen. El cronograma que se muestra en el PAM, hace referencia a cada una de las 14 máquinas reales de Salto Grande.

Comercio Internacional

No se consideró potencia firme proveniente de contratos de importación, dado que los contratos con Argentina: Cemsa1 por 150 MW, así como la ampliación del mismo por 150 MW adicionales (Cemsa2) caducaron en diciembre de 2011 y el contrato por 36 MW con GMSA (Albanesi) caducó en enero de 2012. Si bien se encuentran en curso negociaciones para disponer de nuevos contratos, los mismos son siempre interrumpibles por lo que no se consideran como potencia firme. Además todos los contratos han mostrado una firmeza muy baja en el pasado, reduciéndose notoriamente su disponibilidad en el invierno (semanas 18 a 40) así como en el verano (semanas 49 a 9 aprox.).



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

En lo que respecta la energía proveniente de Brasil, no existen al día de hoy contratos vigentes ni previstos, si bien se prevé que a futuro podrían existir, en vistas de la puesta en servicio prevista para el año 2014 de la interconexión Melo-Pte. Medici de 500 MW¹.

A los efectos de realizar la corrida se consideró para la optimización la posibilidad de importar energía de acuerdo a lo considerado en la Programación Estacional para el período Noviembre 2011 - Abril 2012, esto es:

- Una importación "contingente" que agruparía las distintas importaciones ocasionales disponibles (de Argentina o Brasil via Argentina) de 140 MW para las semanas 18 a 40 (invierno) con una disponibilidad del 50%, y de 200 MW para las restantes semanas, con una disponibilidad del 65% ambas a 249 USD/MWh (1 USD/MWh por debajo de falla1).
- La importación de Brasil via Conversora de Rivera, de 70 MW disponible solo en horas de valle (se supuso hasta las 8h de lunes a sábado y hasta las 18h los domingos), excluyendo el periodo de invierno (semanas 18 a 40). Como en la Progr. Estacional se asumió su costo como el cvar de PTA+10% (252,3 USD/MWh), y el mismo supera el valor de falla1, se consideró en 2 USD/MWh por debajo del 1er escalón de falla (248 USD/MWh), de forma que la misma se despache antes de la falla

Adicionalmente se consideró en servicio a partir de 2014 la interconexión con Brasil Melo- Pte. Medici, con una disponibilidad similar a la considerada para la Conv. de Rivera, esto es, los 300 MW disponibles solo en horas de valle, excluyendo el periodo invernal, al mismo costo de 248 USD/MWh.

A los efectos de realizar la simulación se consideró adicionalmente la posibilidad de importar energía por contratos, en caso que éstos se renovaran por un año más (hasta fines de 2012):

- El contrato Cemsal con Argentina de 150 MW con disponibilidad solo para los meses de abril y octubre; con fdisp 50%, a un precio de 110 USD/MWh.
- Los contratos Cemsal2 y GMSA (Albanesi) de 150 MW y 36 MW respectivamente, agrupados en un único actor con igual disponibilidad que Cemsal1, a un precio asimismo de 110 USD/MWh.

Obs.: los actores que se consideran solo para la simulación se eliminan durante la optimización (se exportan antes para guardarlos) y se dan de alta (se importan) para la simulación, la cual se realiza cargando los costos futuros ("cargar CF" en el Simulador) obtenidos en la optimización.

¹ Por restricciones de la red de Trasmisión actualmente se estima un máximo funcionamiento de 300 MW.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

TABLA RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS

La siguiente tabla resume los resultados presentados correspondientes al art. 247 del RMM, siendo:

RPGS= "Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro"

RC= "Requerimiento de Contratar" para el Seguro de Garantía de Suministro (total)

Cubr. Prev. = "Cubrimiento Previsto"

Faltante RA = "Faltante de Reserva Anual"

CF = "Contratos Faltantes"

2012	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]					1226	1353	1387	1345	1273	1197	1183	1226
RC [MW]					900	993	1018	987	935	878	868	900
Cubr. Prev. [MW]					1124	1232	1150	1179	1142	919	914	962
5% del RPGS [MW]					61	68	69	67	64	60	59	61,3
Faltante RA [MW]					0	0	37,3	0	0	105	98	87,1
CF [MW]					0	0	0	0	0	0	0	0
2013	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1233	1243	1237	1221	1266	1398	1439	1396	1325	1244	1225	1276
RC [MW]	904	912	907	896	929	1026	1056	1024	972	912	899	936
Cubr. Prev. [MW]	1014	1062	970	967	1147	1249	1280	1380	1500	1394	1210	1140
5% del RPGS [MW]	62	62	62	61	63	70	72	70	66	62	61	64
Faltante RA [MW]	41,1	2	88	78	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1272	1287	1280	1264	1311	1447	1490	1445	1373	1287	1268	1321
RC [MW]	933	944	939	927	961	1061	1092	1060	1007	944	930	969
Cubr. Prev. [MW]	1209	1333	1277	1211	1455	1633	1610	1686	1716	1598	1430	1375
5% del RPGS [MW]	64	64	64	63	66	72	74	72	69	64	63	66
Faltante RA [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1326	1333	1325	1310	1359	1501	1542	1494	1421	1332	1314	1367
RC [MW]	972	977	972	960	996	1100	1131	1095	1042	977	963	1002
Cubr. Prev. [MW]	1386	1376	1266	1203	1426	1621	1597	1717	1647	1671	1513	1416
5% del RPGS [MW]	66	67	66	65	68	75	77	75	71	67	66	68
Faltante RA [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1364	1378	1371	1354	1404	1552	1595	1552	1463	1378	1358	1413
RC [MW]	999	1010	1004	993	1029	1138	1169	1138	1072	1010	995	1035
Cubr. Prev. [MW]	1403	1476	1483	1441	1602	1756	1652	1694	1799	1627	1561	1565
5% del RPGS [MW]	68	69	69	68	70	78	80	78	73	69	68	71
Faltante RA [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1415	1432	1425	1407	1454	1608	1658	1615	1524	1435	1410	1465
RC [MW]	1037	1049	1044	1031	1065	1178	1214	1183	1117	1051	1033	1073



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Cubr. Prev. [MW]	1586	1612	1553	1472	1624	1780	1755	1727	1832	1635	1601	1609
5% del RPGS [MW]	71	72	71	70	73	80	83	81	76	72	70	73
Faltante RA [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1469	1484	1477	1458	1507	1666	1720	1671	1582	1488	1461	1517
RC [MW]	1076	1087	1082	1068	1104	1220	1259	1224	1159	1090	1070	1111
Cubr. Prev. [MW]	1623	1617	1566	1527	1661	1796	1785	1759	1795	1640	1624	1640
5% del RPGS [MW]	73	74	74	73	75	83	86	84	79	74	73	76
Faltante RA [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1526	1538	1532	1511	1563	1727	1781	1732	1642	1543	1515	1578
RC [MW]	1117	1126	1121	1106	1144	1264	1304	1268	1202	1129	1109	1155
Cubr. Prev. [MW]	1644	1628	1565	1519	1684	1806	1786	1795	1772	1648	1629	1597
5% del RPGS [MW]	76	77	77	76	78	86	89	87	82	77	76	79
Faltante RA [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1574	1591	1584	1563								
RC [MW]	1152	1164	1159	1144								
Cubr. Prev. [MW]	1598	1556	1531	1533								
5% del RPGS [MW]	79	80	79	78								
Faltante RA [MW]	0	0	0	0								
CF [MW]	0	0	0	0								

La siguiente tabla resume los resultados presentados correspondientes al inciso a) del art. 248 del RMM, siendo:

MWF= PFLP "Potencia Firme de Largo Plazo" de cada Participante Productor

	2012	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Bonete (MWF)						57	27	22	21	6	16	32	33
Baygorria (MWF)						45	21	19	16	4	12	23	23
Palmar (MWF)						134	85	96	97	60	59	81	62
S.Grande (MWF)						265	403	315	334	437	278	157	134
5ta C. Batlle (MWF)						11	50	62	62	62	62	62	62
6ta C. Batlle (MWF)						79	79	79	79	0	0	0	76
Sala B C. Batlle (MWF)						30	30	30	30	30	30	30	30
Motores C. Batlle (MWF)						68	68	68	68	68	68	68	68
CTR (MWF)						166	166	166	166	166	126	166	166
PTA (MWF)						191	227	217	230	230	220	230	230
TGAA (MWF)						10	10	10	10	10	0	0	10
Ciclo combinado (MWF)						0	0	0	0	0	0	0	0
UPM (MWF)						30	30	30	30	30	12	26	30
Montes del Plata (MWF)						0	0	0	0	0	0	0	0
Gen. Distribuida (MWF)						38	36	36	36	38	36	40	38



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

<i>2013</i>	<i>ene</i>	<i>feb</i>	<i>mar</i>	<i>abr</i>	<i>may</i>	<i>jun</i>	<i>jul</i>	<i>ago</i>	<i>sep</i>	<i>oct</i>	<i>nov</i>	<i>dic</i>
Bonete (MWF)	37	55	44	39	52	45	54	48	34	53	53	33
Baygorria (MWF)	26	39	32	31	42	38	47	44	26	38	45	30
Palmar (MWF)	75	108	99	93	129	122	147	154	120	126	119	76
S.Grande (MWF)	143	141	158	186	251	382	277	368	492	328	128	126
5ta C. Batlle (MWF)	62	62	62	62	62	62	62	62	0	0	0	0
6ta C.Batlle (MWF)	96	96	0	76	96	96	96	96	96	96	96	96
Sala B C.Batlle (MWF)	30	30	30	0	28	30	30	30	30	30	30	30
Motores C.Batlle (MWF)	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
CTR (MWF)	166	166	166	83	83	83	159	166	166	166	166	166
PTA (MWF)	230	217	230	230	230	217	230	230	181	217	230	230
TGAA (MWF)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	0	10
Ciclo combinado (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	162	162	162	162
UPM (MWF)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	18	26	30
Montes del Plata (MWF)	0	0	0	18	27	30	33	36	45	45	45	45
Gen. Distribuida (MWF)	41	39	41	41	39	38	38	38	39	37	41	39



**ANEXO II
METODOLOGÍA DE CÁLCULO Y RESULTADOS ADICIONALES**

Metodología de cálculo

Para los cálculos de este trabajo se utilizó el software SimSEE v3.24, considerando paso semanal, con 100 crónicas por paso de optimización y 1.000 crónicas para la simulación.

De acuerdo a lo establecido en el reglamento, para independizar el cálculo del estado inicial del sistema (volúmenes embalsados y condición hidrológica) se simularon tres años en iguales condiciones al inicio, previos al horizonte del estudio. Los resultados de estos tres años de estabilización no se utilizan en los resultados presentados.

Para el cálculo de la potencia firme se consideraron las horas fuera de valle. La simulación se realizó considerando cuatro postes con 5, 30, 91 y 42 horas de duración correspondiendo los dos primeros al horario de "punta", el tercero al horario de "resto" y el último al "valle".

Dado que la potencia firme hidráulica se debe calcular con probabilidad de excedencia de 95%, la cantidad de crónicas que se utilicen para la simulación debe ser considerable de forma de tener una representación de lo que sucede con probabilidades tan bajas como el 5%.

La optimización se realizó utilizando el simulador SimSEE. La política de operación fue calculada sobre la base de 10 sorteos de Monte Carlo para el tratamiento de los procesos estocásticos durante la programación dinámica estocástica.

Para las simulaciones se utilizaron 100 crónicas correspondientes a los aportes históricos de caudales desde 1909 a 2008 inclusive (series_BPS50.txt).

Los valores de las energías generadas por cada central, se pasaron a potencia firme mensual calculando para cada mes la potencia entregada por cada central en las horas fuera de valle como la energía entregada en esas horas, dividida la cantidad de horas fuera de valle (126 horas/semana, o bien 547,5 horas/mes).

Para el cálculo de la potencia firme de origen hidráulico se sumó en cada mes, en cada crónica, fuera de valle (período firme), la energía generada en Bonete, Baygorria, Palmar y Salto Grande (Uruguay). Se obtuvieron así, 1.000 series de valores de la generación hidráulica del sistema. La energía firme hidráulica es la que corresponde al 95 % de probabilidad de excedencia, en cada mes considerado en forma independiente. Para asignar potencias firmes a cada una de las centrales se procedió de la siguiente forma: se buscó entre los valores de las potencias generadas en horas fuera de valle para cada central, con igual probabilidad de excedencia, aquellos cuya suma es la más próxima al valor determinado como potencia firme para el conjunto de la central.

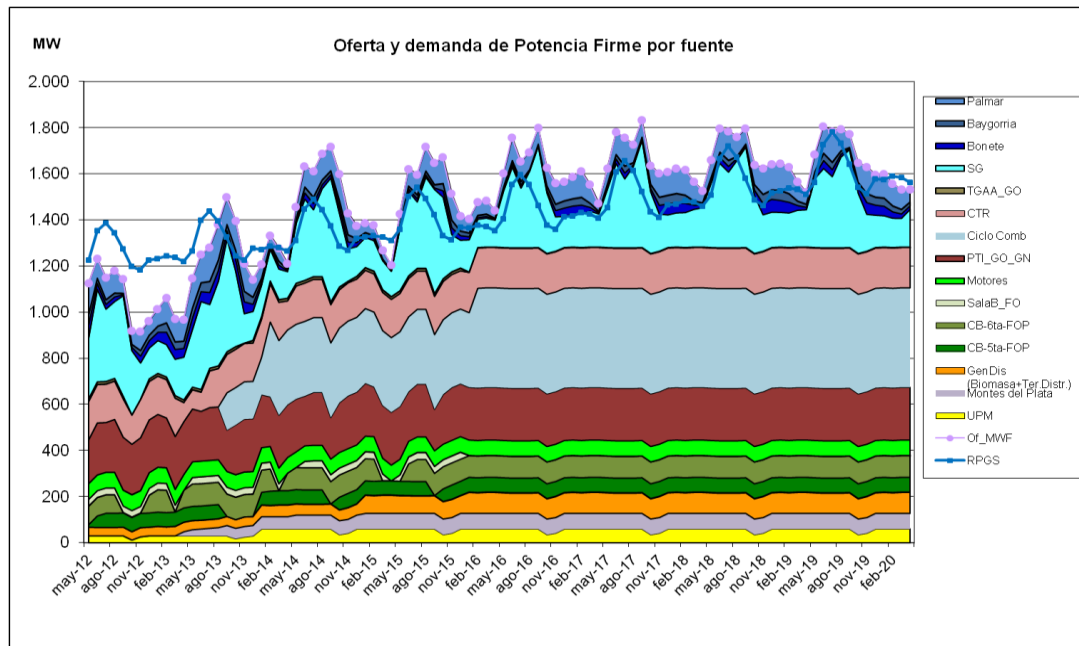
El cálculo de la potencia firme eólica se realizó considerando que la energía firme eólica sería la que corresponde al 95% de probabilidad de excedencia de la energía eólica generada fuera de valle (período firme), dado el vacío reglamentario existente al respecto. De todas maneras ésta no se incluyó en ninguno de los cálculos y solamente se muestra con fines ilustrativos.

Resultados adicionales

A) Consumo y requerimiento previsto de Garantía de Suministro y

C) Cubrimiento previsto

La siguiente figura muestra la oferta de potencia firme por fuente junto con el RPGS (curva punteada azul).



Se observa claramente el déficit inicial de Potencia Firme, ya que hasta entrado el 2º semestre de 2013 la oferta de MWF (curva punteada violeta) resulta menor que el RPGS (curva punteada azul), invirtiéndose dicha situación de ahí en adelante, hasta el final del periodo estudiado sucediendo algún leve episodio intermedio puntual de déficit. Puede observarse que el cambio de situación se produce en setiembre de 2013, coincidiendo con la entrada en servicio de la primera turbina del nuevo Ciclo Combinado.

Se observa asimismo la salida de la 5ª Unidad de Central Batlle en mayo de 2012, que ya produce una mejora en su factor de disponibilidad (70 → 80%), así como en el último cuatrimestre de 2013 (set-dic) con una leve mejora adicional en su factor de disponibilidad a posteriori (80 → 85%). Asimismo se observa la salida de la 6ª Unidad de Central Batlle hacia fines de 2012 (trimestre set a nov) por el mantenimiento programado, así como la mejora en su factor de disponibilidad a posteriori (70 → 85%). Se observan los siguientes mantenimientos programados en marzo de 2013, 2014 y 2015. Para Sala B se observa su mantenimiento programado para abril de 2013, 2014 y 2015, así como su salida definitiva a fines de 2015. Se pueden ver los mantenimientos programados para UPM en la segunda quincena de octubre de cada año.

También puede verse el mantenimiento previsto para una CTR para el cuatrimestre que va de marzo a junio de 2013, aunque no se distingue el



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

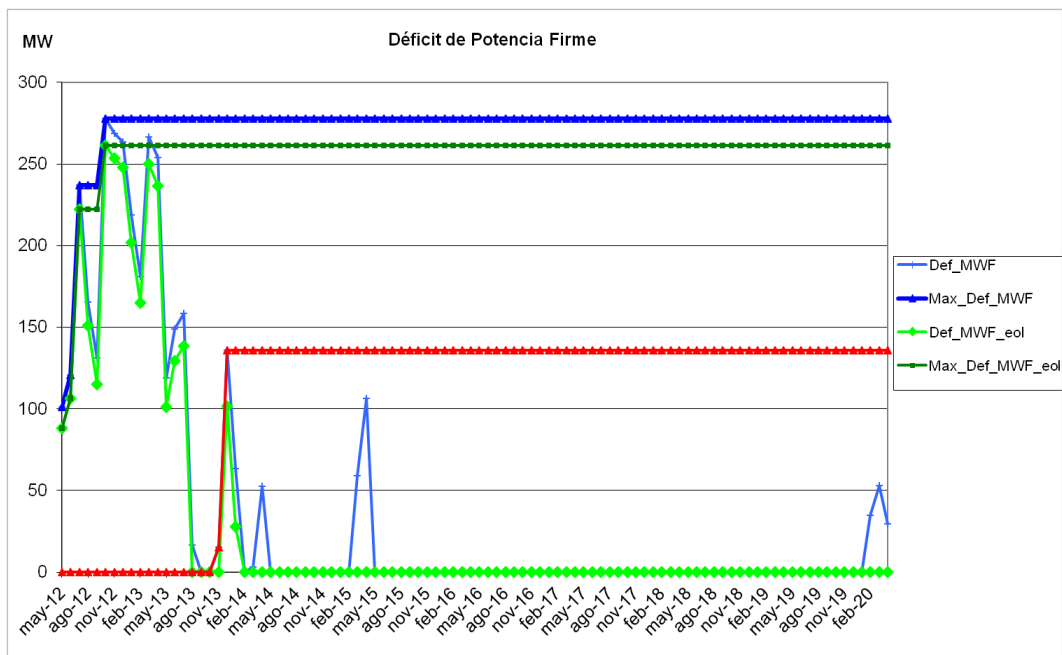
mantenimiento de la restante previsto para la primera quincena de octubre de 2012. Tampoco se distingue el mantenimiento de una PTI por vez durante 4 semanas en mayo de 2011 y set de 2013.

Puede verse que el déficit inicial en la oferta de potencia firme térmica se ve acentuado en el verano de 2013 debido a la disminución de la generación hidráulica (en particular S.Grande) en dicha época del año y a partir de marzo 2013 adicionalmente con la salida por mantenimiento de una unidad de CTR, mejorando paulatinamente a partir de abril por el aumento de generación hidráulica.

Asimismo hay que tener en cuenta al observarse dicho déficit al inicio del período estudiado, que el mismo se ve acentuado por la disminución del fdc para la C.Battle respecto a lo previsto para esas fechas en el informe que se realizara el año pasado, debido a la postergación de mantenimientos mayores.

Se observa el pico invernal de la demanda, aproximadamente en el mes de julio de cada año, y el aumento notorio de generación hidráulica hacia fines del otoño, invierno y primavera, disminuyendo a principios del verano.

La diferencia entre la demanda firme (curva superior azul, requerimiento previsto de garantía de suministro) y la suma de las ofertas de potencia firme es el faltante de potencia firme en el sistema y se resume en la siguiente figura:



La curva superior (azul, Max_Def_MWF) corresponde al faltante de potencia firme si no se reconoce potencia firme a la generación eólica. Esto es, dada la variación mensual del déficit de potencia firme (curva celeste, Def_MWF), esta curva muestra el máximo déficit que se tiene.

La curva verde (Max_Def_MWF_eol) es el faltante de potencia firme, pero considerando ahora la potencia firme aportada por la eólica existente, próxima



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

a entrar, los 150MW adjudicados en la licitación K39607de UTE, los 192 MW adjudicados en la licitación K41938 de UTE considerando además 450 MW adicionales, así como el leasing de 180 MW previsto por UTE. La curva verde claro (Def_MWF_eol) muestra la variación mensual del déficit de potencia firme, considerando la potencia firme aportada por la eólica.

Como puede apreciarse el faltante inicial (mayo de 2012) es de 101 MW. Este faltante está siendo cubierto parcialmente en la actualidad por la potencia disponible a través de las interconexiones y por la 5ª Unidad de C.Batlle que se encuentra en servicio (sale por mantenimiento programado para mayo 2012).

Si bien en principio podría parecer que el faltante de potencia firme en el período se encuentra en el entorno de los 280MW (curva azul), hay que tener en cuenta que este máximo déficit de potencia firme que se muestra se ve afectado por el déficit de potencia firme al inicio del período, provocado mayormente por los mantenimientos ya mencionados. A partir del 2º semestre de 2013 ya no se observa déficit.

Se muestra por tanto una curva adicional (Max_Def_MWF_SPicos, curva roja), que indica el máximo déficit de potencia firme, pero sin tener en cuenta dichos valores iniciales (a partir de setiembre de 2013). Se aprecia entonces que el faltante de potencia firme por el resto del período estudiado (hasta el año 2020) está ocasionado por un déficit puntual de 136 MW en diciembre de 2013.

En la siguiente tabla se muestra el detalle de las potencias firmes obtenidas: las 3 centrales del Río Negro, Salto Grande, Térmicas TurboVapor (incluye la 5ª, 6ª, sala B y motores, aunque en el caso de éstos últimos no se trate de máquinas de TV), Térmicas TurboGas (incluye CTR, PTI, TGAA y futuro Ciclo Combinado), Gen_Dis (incluye los generadores distribuidos de biomasa a excepción de UPM, grupos Diesel de UTE, solar CTM y Zenda), Agentes en Transmisión (incluye UPM y Montes del Plata) y Eólica (generación distribuida).

	2012	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)						236	133	137	134	70,9	87,1	136	119
S.Grande (MWF)						265	403	315	334	437	278	157	134
Térmica TV (MWF)						188	227	239	239	160	160	160	236
Térmica TG (MWF)						367	403	393	406	406	346	396	406
Gen_Dis (MWF)						37,6	36	36,2	36,2	37,6	36	40	37,5
Ag. Tra. (MWF)						30	30,1	30,1	30,1	30,1	12	26	30
Eólica (MWF)						13	14,4	14,9	14,4	16,1	16,2	15	16
	2013	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)		138	203	175	163	223	204	248	246	181	217	217	138
S.Grande (MWF)		143	141	158	186	251	382	277	368	492	328	128	126
Térmica TV (MWF)		256	256	160	206	254	256	256	256	194	194	194	194
Térmica TG (MWF)		406	393	406	323	323	310	399	406	519	555	558	568
Gen_Dis (MWF)		41	39	41	41	39	38	37,6	37,6	39,1	37,4	41	39
Ag. Tra. (MWF)		30	30,1	30,1	48,1	57,1	60,1	63,1	66,1	75,1	63	71	75
Eólica (MWF)		17	16,1	16,2	17,5	17,7	19,5	20	19,6	26,2	35,6	36,5	34



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2014	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	91,2	60,3	90,7	35,7	70,2	143	166	150	135	170	156	90,9
S.Grande (MWF)	137	139	133	116	261	354	292	383	538	320	141	130
Térmica TV (MWF)	249	256	160	206	226	253	256	256	194	249	256	256
Térmica TG (MWF)	568	717	730	690	730	717	730	730	681	717	725	730
Gen_Dis (MWF)	50,1	48	50	50	48	47	47	47	48	46	50	48
Ag. Tra. (MWF)	113	113	113	113	120	120	120	120	120	96	102	120
Eólica (MWF)	35	38,8	50	67	78,9	111	151	176	228	252	252	277
2015	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	62,3	66,3	43	25,9	63,1	97	119	131	115	173	177	104
S.Grande (MWF)	132	133	127	111	271	368	289	397	453	355	162	122
Térmica TV (MWF)	256	256	160	130	157	236	256	256	194	249	256	256
Térmica TG (MWF)	730	717	730	730	730	717	730	730	681	717	730	730
Gen_Dis (MWF)	78,6	76	79	79	77	76	75	75	77	75	79	76
Ag. Tra. (MWF)	128	128	128	128	128	128	128	128	128	104	110	128
Eólica (MWF)	300	286	266	285	290	330	351	347	402	406	382	354
2016	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	89,8	72,8	75,2	41	74,7	126	114	82,5	78,1	109	147	149
S.Grande (MWF)	140	124	127	118	248	352	261	334	441	264	151	136
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	728	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836
Gen_Dis (MWF)	91,1	89	91,1	91,1	89,1	88	88	88	89	87	91,1	89
Ag. Tra. (MWF)	128	128	128	128	128	128	128	128	128	104	110	128
Eólica (MWF)	363	347	317	322	327	361	368	358	400	410	371	360
2017	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	161	185	114	46	90,2	134	177	94,7	85,1	113	176	186
S.Grande (MWF)	145	147	157	145	255	368	301	355	467	269	163	143
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836
Gen_Dis (MWF)	91,1	89	91,1	91,1	89,1	87,6	87,6	87,6	89,1	87,4	91,1	89
Ag. Tra. (MWF)	128	128	128	128	128	128	128	128	128	104	110	128
Eólica (MWF)	361	347	319	324	325	353	373	356	404	404	377	356
2018	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	192	184	120	73,5	99,3	150	177	98,6	77,8	132	202	206
S.Grande (MWF)	149	153	165	172	282	368	330	382	438	254	160	155
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836
Gen_Dis (MWF)	91,1	89	91,1	91,1	89,1	87,6	87,6	87,6	89,1	87,4	91,1	89
Ag. Tra. (MWF)	128	128	128	128	128	128	128	128	128	104	110	128
Eólica (MWF)	362	344	318	329	330	356	368	360	401	413	378	364
2019	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	211	198	123	74,4	103	183	197	122	66,6	132	204	176
S.Grande (MWF)	152	151	161	163	301	346	311	395	426	263	162	142
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836
Gen_Dis (MWF)	91,1	89	91,1	91,1	89,1	87,6	87,6	87,6	89,1	87,4	91,1	89
Ag. Tra. (MWF)	128	128	128	128	128	128	128	128	128	104	110	128
Eólica (MWF)	365	344	317	319	329	359	370	356	404	406	379	360



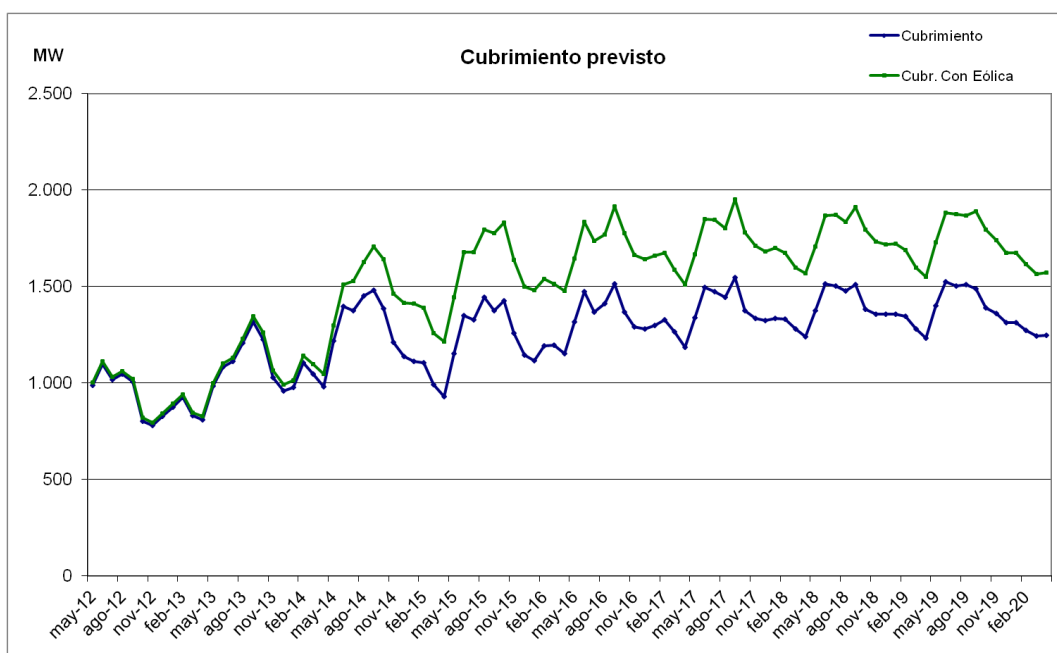
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

	2020	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)		179	148	124	87,3								
S.Grande (MWF)		137	129	125	165								
Térmica TV (MWF)		226	226	226	226								
Térmica TG (MWF)		836	836	836	836								
Gen_Dis (MWF)		91,1	89	91,1	91,1								
Ag. Tra. (MWF)		128	128	128	128								
Eólica (MWF)		364	344	320	324								

C, D y E) Cubrimiento previsto, Seguro de Suministro sin Cubrir y Contratos Faltantes

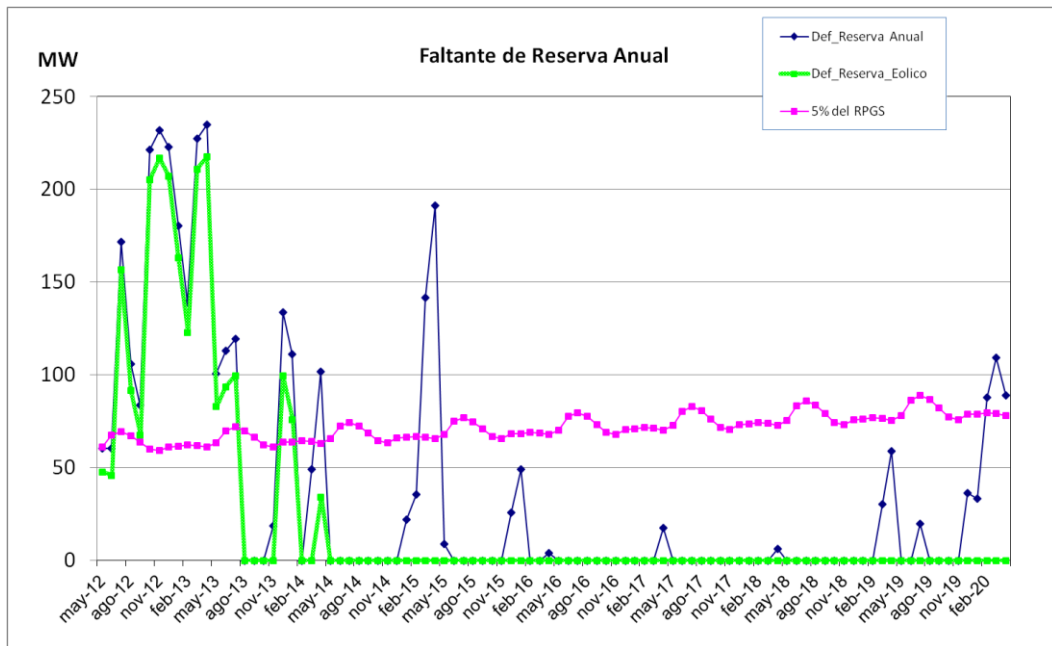
A continuación se muestran los resultados de los ítems C, D y E, sin considerar como potencia firme la proveniente de los contratos de los generadores distribuidos que no aseguran el suministro, o bien que realizan sus transacciones en el mercado spot. Se continúa considerando sin embargo que todas las centrales de UTE, así como S.Grande tienen su energía contratada.

Se muestra a continuación la gráfica correspondiente al Cubrimiento Previsto en dicho caso (ítem C del informe):



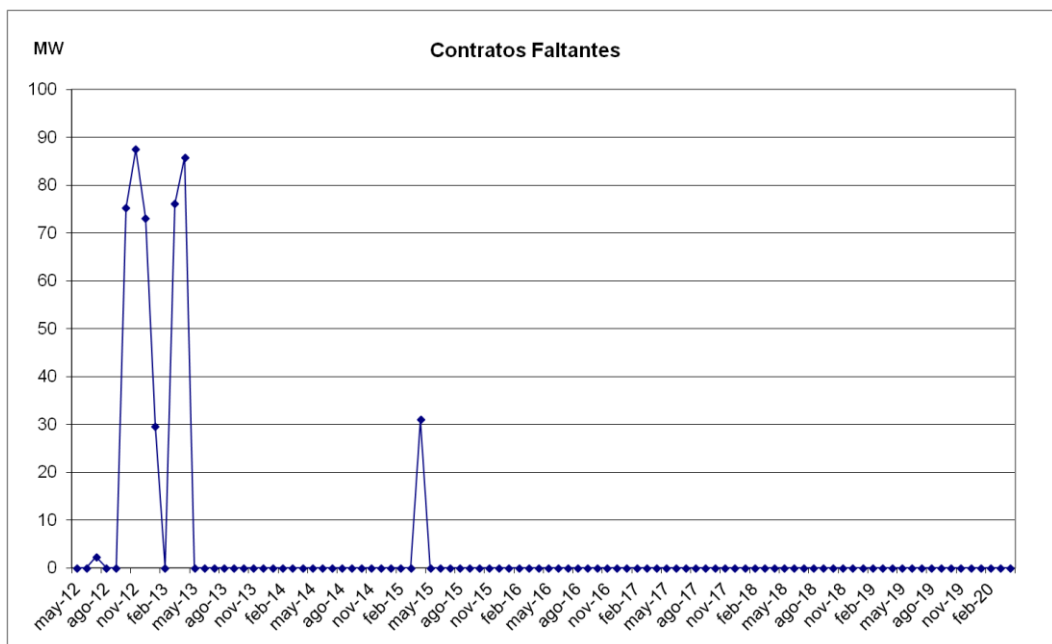
Puede comprobarse que el cubrimiento previsto resulta menor que el mostrado en el informe.

El menor cubrimiento previsto trae aparejado como consecuencia directa que el faltante de Reserva Anual resulte mayor al mostrado en el informe, tal como puede verse en la siguiente gráfica; se acentúa el déficit inicial de potencia firme, y aparece un déficit en marzo y abril de 2015 y sobre el final del período que supera el 5% de RPGS:



El pico que se observa en marzo-abril de 2015 puede atribuirse al mantenimiento programado de 6ª Unidad de C.Batlle que abarca justamente esos meses. El mismo se superpone al mantenimiento programado para abril de 2015 de Sala B.

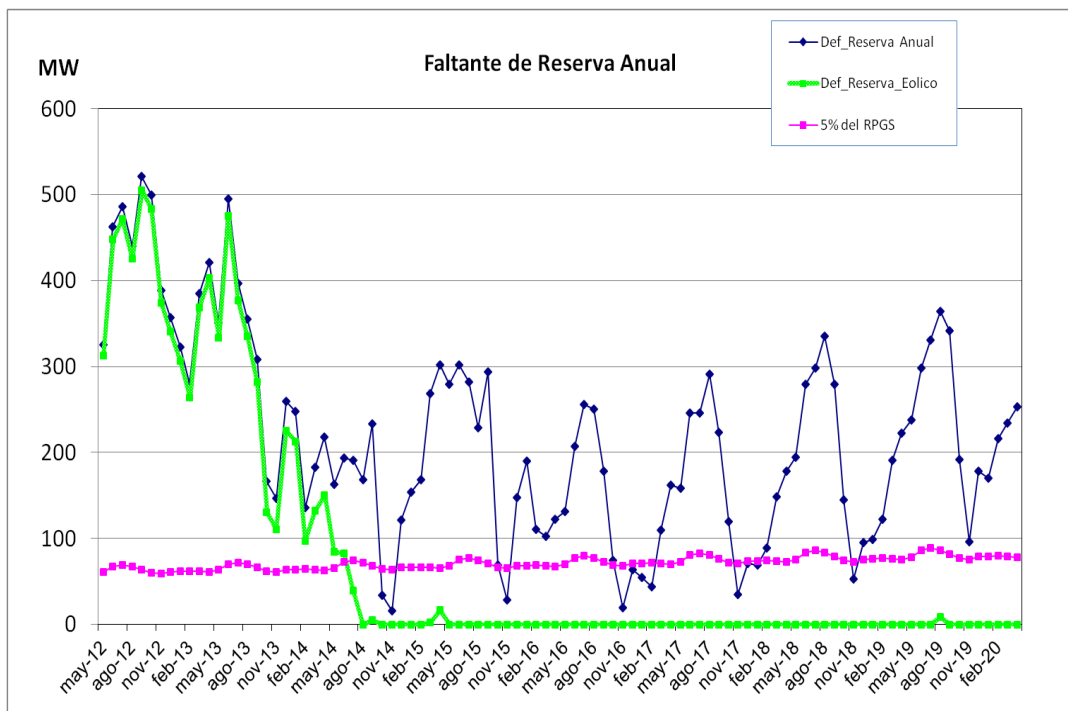
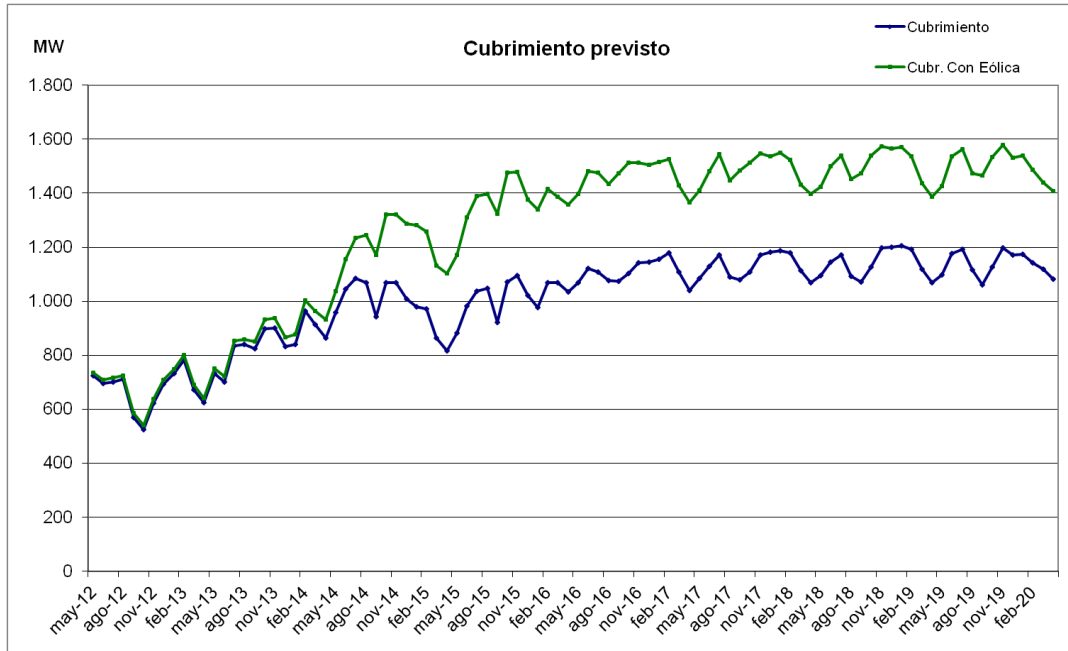
El menor cubrimiento previsto trae asimismo aparejado como consecuencia directa que aparezcan Contratos Faltantes al inicio del período, tal como puede verse en la siguiente gráfica:





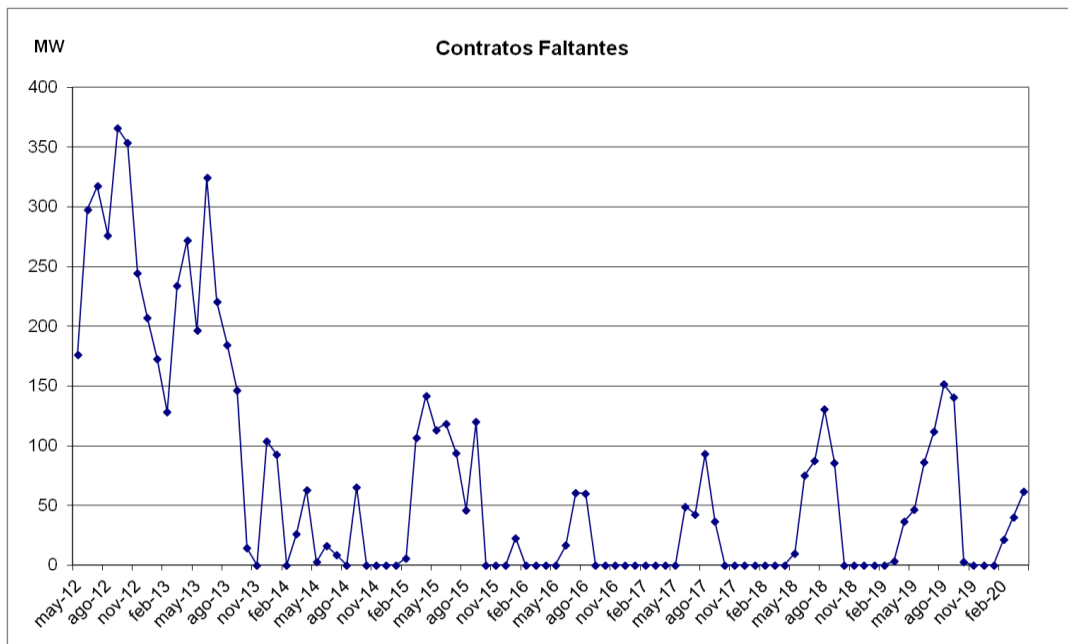
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Si tampoco se considerara la potencia firme proveniente de la central de S.Grande, dado que la misma, según observa URSEA en su informe N° 373/2010, no tiene su energía contratada, los resultados serían los siguientes:





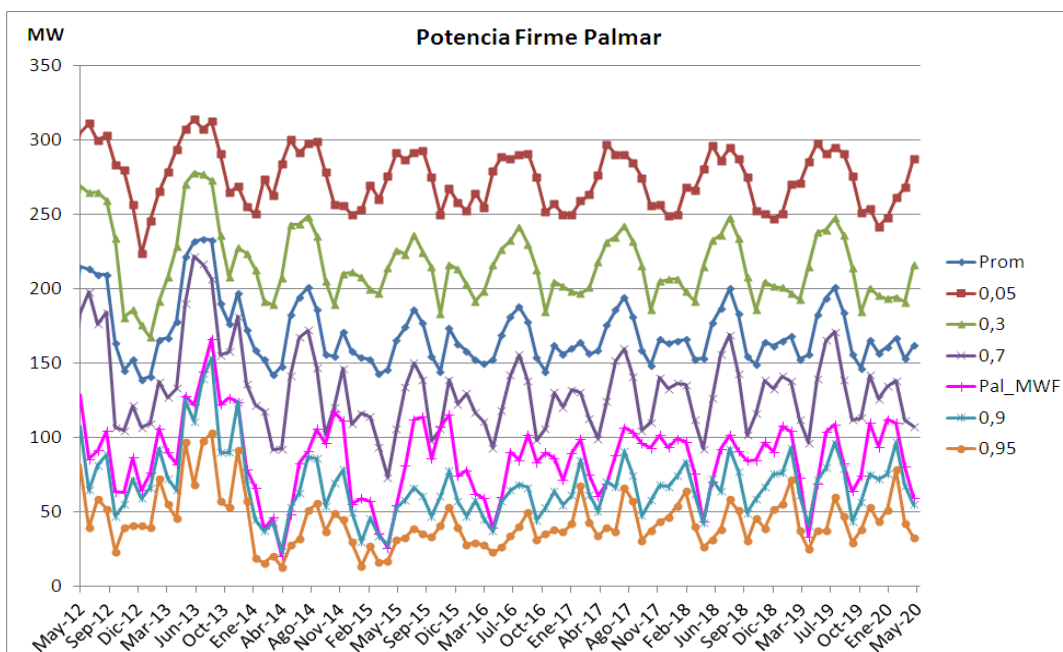
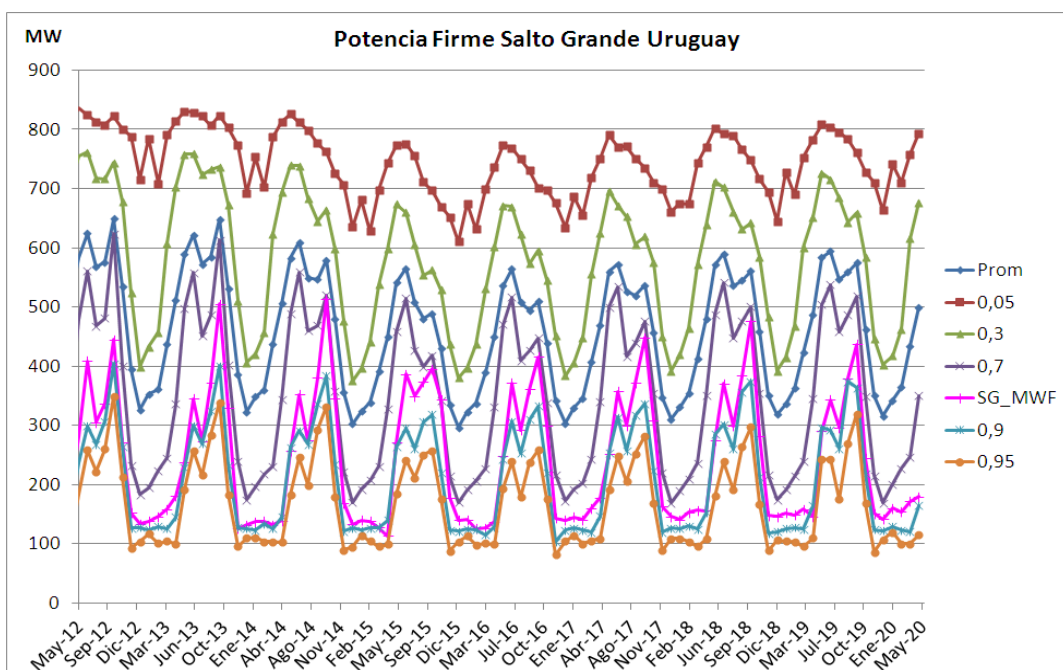
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

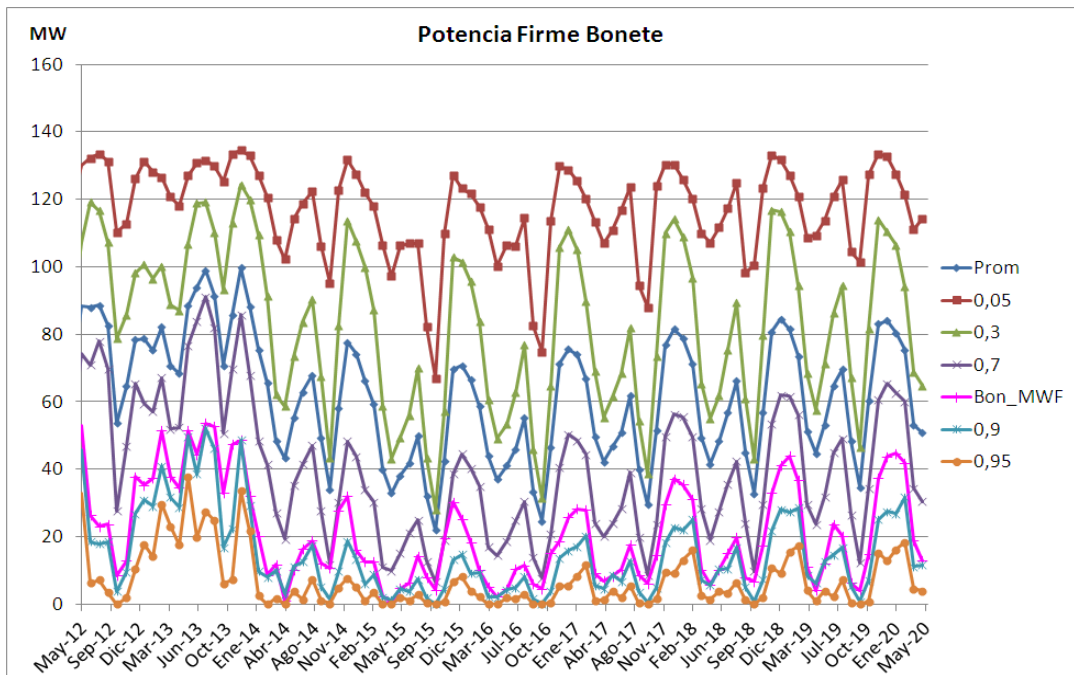
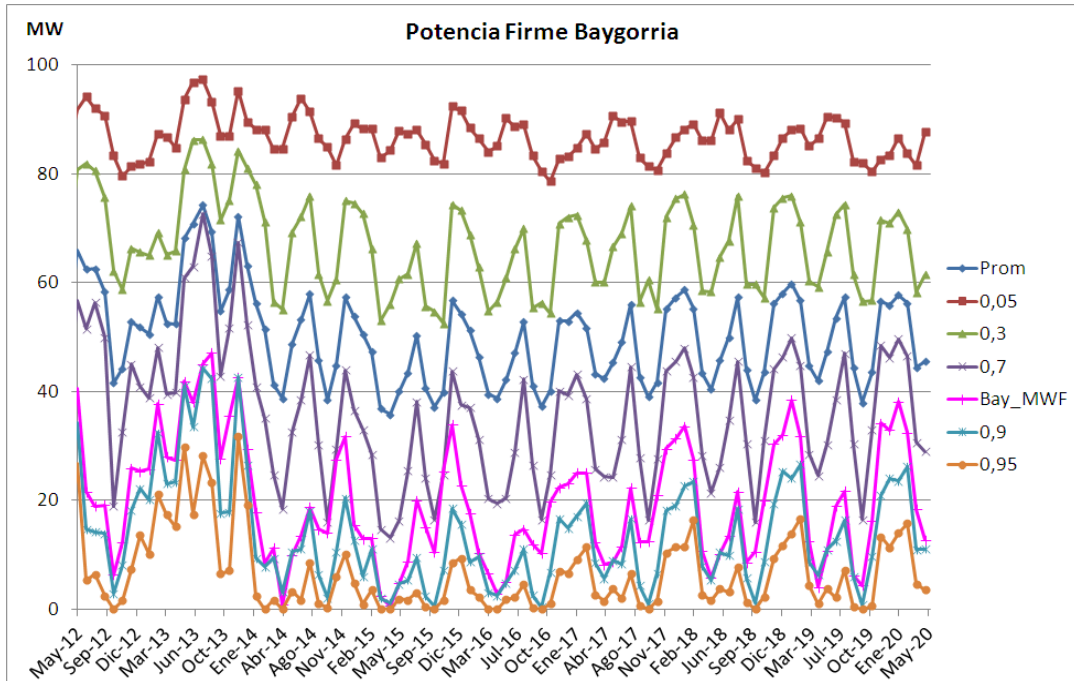


Puede verse que en esta situación el cubrimiento previsto es mucho menor, existiría un faltante de reserva anual en todos los años del período (no así si se considerara la potencia firme de origen eólico con la definición como la mencionada), lo cual origina la existencia de contratos faltantes hasta el final del período considerado en el presente informe.

En las gráficas presentadas a continuación se muestra la probabilidad de excedencia de la energía firme (5%, 30%, promedio, 70%, 90% y 95%) considerada para cada central hidroeléctrica en forma independiente, así como la resultante de aplicar el art.222 del RRMM, el cual especifica la forma de cálculo de la Energía Firme Hidroeléctrica mensual para cada central, a partir de la Energía Firme Hidroeléctrica mensual del MMEE (tal como fuera calculada en el presente informe; curva fucsia).

Puede observarse de las gráficas que dicho cálculo equivale a considerar una probabilidad de excedencia apenas algo menor al 90%.



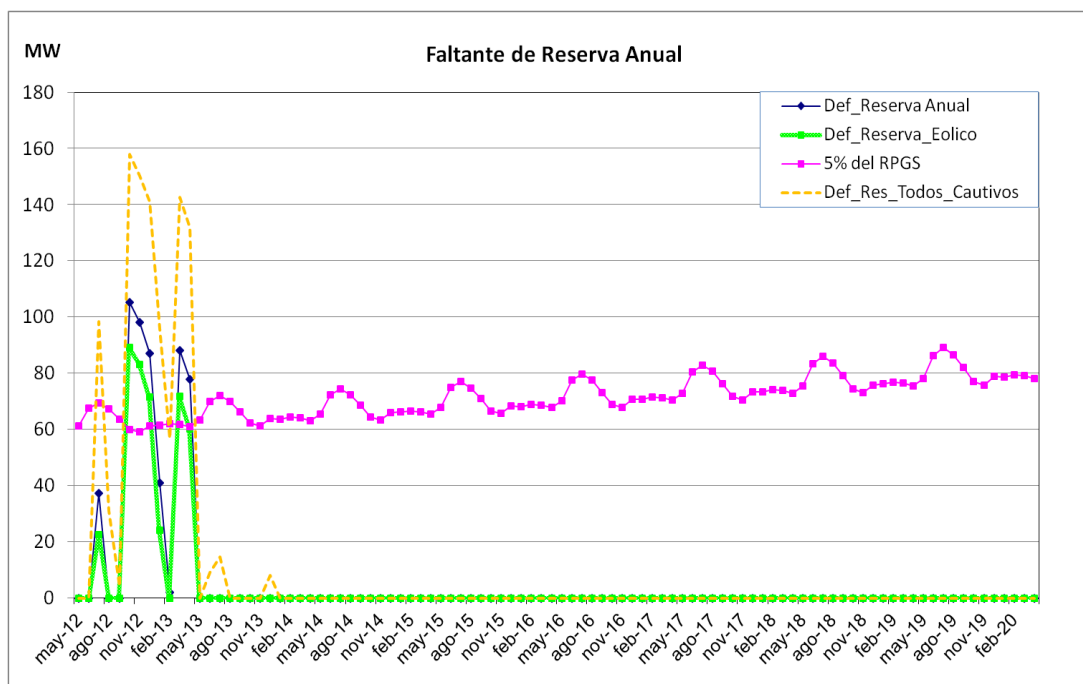


D) Seguro de suministro sin cubrir o Reserva Anual

En la gráfica se muestra a efectos ilustrativos el caso en que los Grandes Consumidores Potenciales se consideraran como clientes cautivos (situación en que se encuentran actualmente) y se aplicara entonces al Distribuidor el mismo

requerimiento de SGS que para los clientes cautivos, siendo éste mayor que el requerimiento aplicable a Grandes Consumidores Potenciales.

Recogiendo las observaciones realizadas por URSEA (acta N°4, Res. N° 29/010, Exp. N° 0317/2009, de fecha 19/01/2010) en el entendido que éstas reflejan adecuadamente los requerimientos planteados en el RMM, ya a partir del informe realizado por ADME correspondiente al año 2010 se modificó el criterio adoptado anteriormente, explicitando separadamente los requerimientos para clientes cautivos y grandes consumidores potenciales, de acuerdo a lo solicitado por URSEA. Esto llevó a modificaciones en los ítems B, D y E a partir del informe elaborado el año pasado, respecto a lo presentado en informes anteriores.



El gráfico muestra la diferencia entre el requerimiento de SGS y el Cubrimiento previsto. Las curvas azul (Déficit de Reserva Anual) y verde (Déficit de Reserva Anual adicionando los MWF eólicos a los MWF totales disponibles en el Cubrimiento Previsto) son las presentadas en el punto D) del presente informe.

En la curva punteada naranja se muestra el caso que aquí se menciona, esto es, considerar a todos los clientes como si fueran cautivos.

Puede observarse que se incrementa el faltante: se aumentó el requerimiento de SGS para el Distribuidor que los abastece (90% sobre el total del RPGS, ítem A del presente informe) al considerar todos los clientes como cautivos, siendo que a la fracción de demanda dada por los Grandes Consumidores Potenciales se le debe aplicar un requerimiento menor (70% del RPGS).

Cabe señalar que en este caso se observa un faltante inicial mucho más notorio, que sobrepasa el 5% del RPGS. De cualquier manera este se extiende tanto en el tiempo como el anterior.



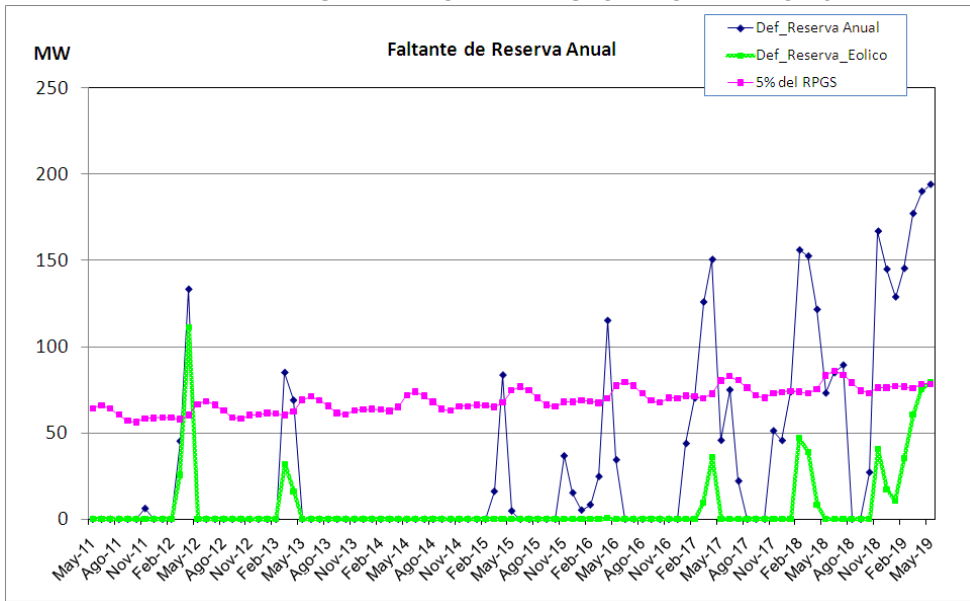
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

ANEXO III

RESULTADOS INFORME DE GARANTIA DE SUMINISTRO AÑO 2011

Se adjunta el resultado del Informe de Garantía de Suministro del año 2011 en donde se observa el faltante de reserva anual que ya no aparece en el presente Informe del año 2012 debido a la confirmación de la instalación del Ciclo Combinado, lo cual fue tenido en cuenta en las hipótesis. Más abajo se repite la gráfica del faltante de reserva previsto en el presente informe solo para objeto de la comparación.

FALTANTE RESERVA ANUAL PREVISTO INFORME AÑO 2011



FALTANTE RESERVA ANUAL PREVISTO INFORME AÑO 2012

