



Informe de Garantía de Suministro

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
08/05/2013	1	Versión Preliminar para Directorio
20/05/2013	2	Versión aprobada por Directorio



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 2021. En consecuencia, no existe un requerimiento de Reserva Anual a licitar.”

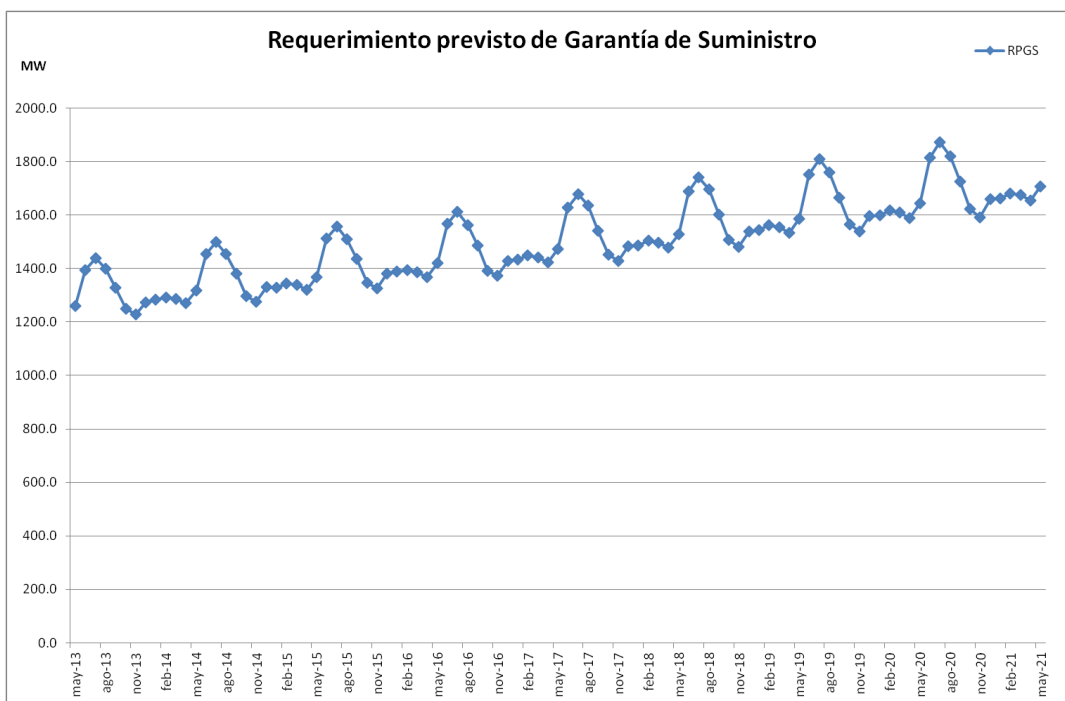


RESULTADOS:

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 trasmisión. Los valores correspondientes se muestran en la siguiente gráfica:

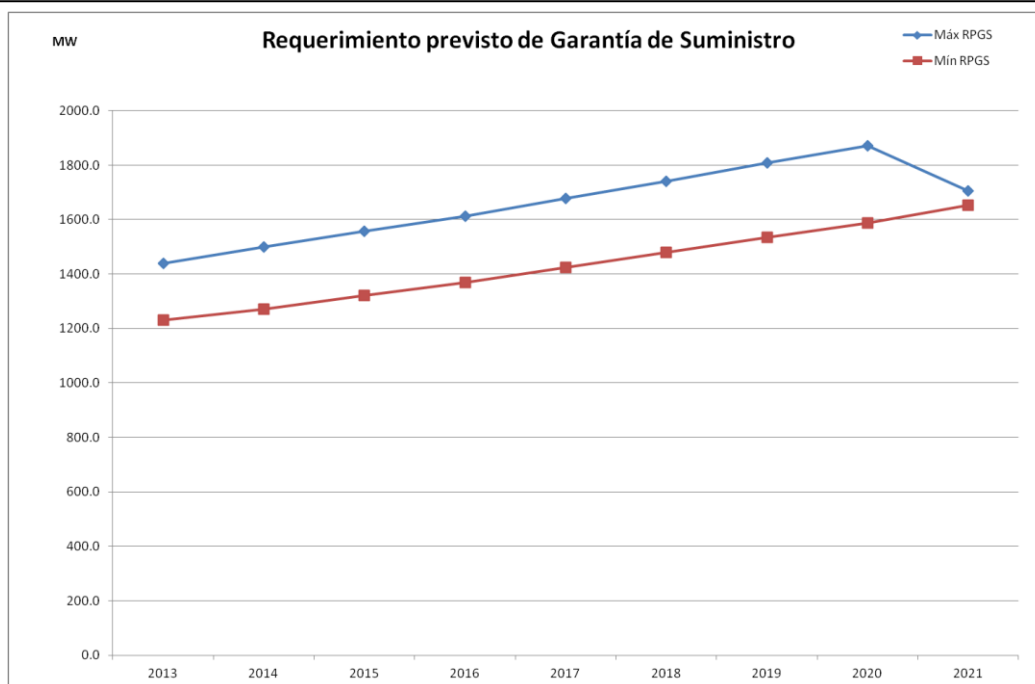


Se agrega a continuación una gráfica con los valores mínimos y máximos de RPGS para el periodo para facilitar su visualización

Obs.: el año 2013 abarca de mayo hasta diciembre, y el año 2021 de enero hasta mayo.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



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 2012-Abril 2013. 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.

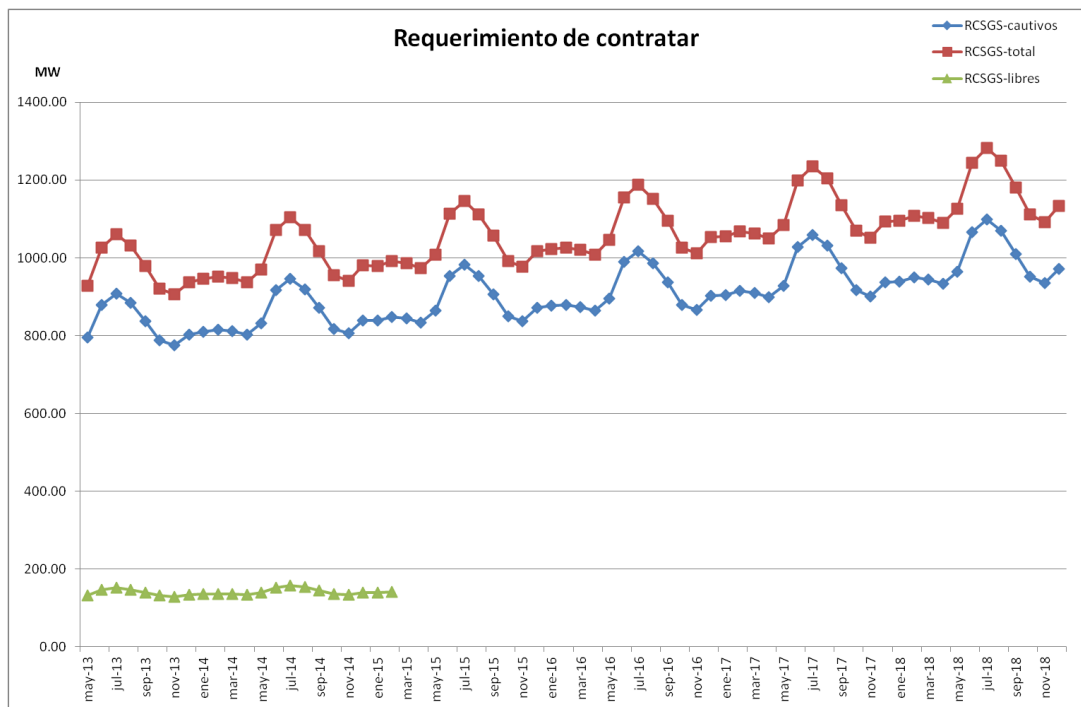
El requerimiento previsto de Garantía de Suministro calculado en (A) se divide entonces en el porcentaje que corresponde al Distribuidor que



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

abastece a Consumidores Cautivos, y el restante, correspondiente a Grandes Consumidores Potenciales libres. Éstos a mayo 2013 comprenden 1070 clientes abastecidos por el Distribuidor (UTE).

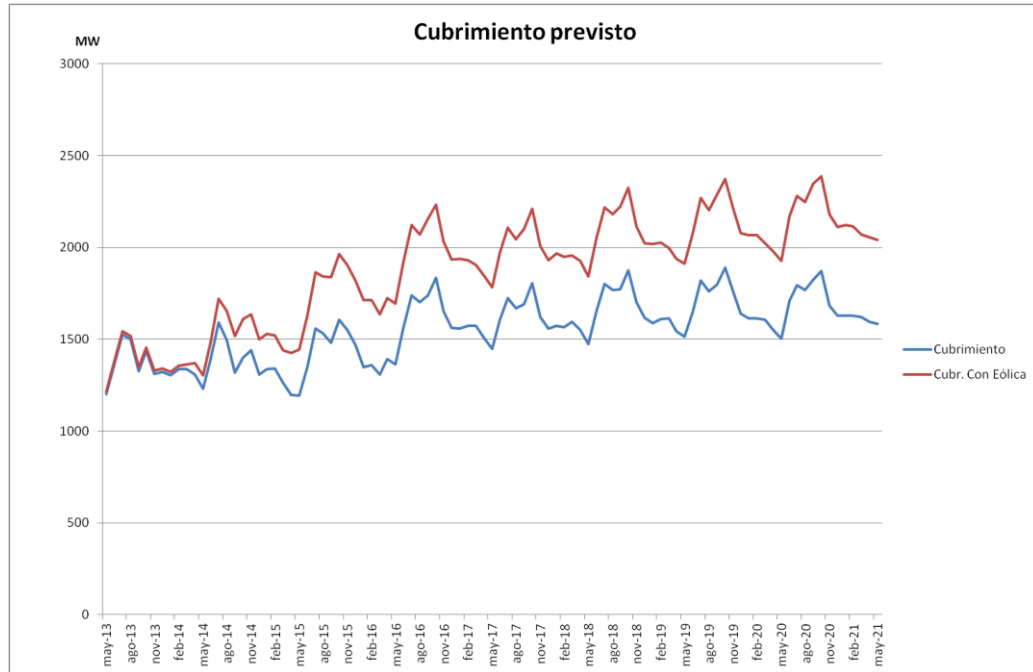
En la gráfica que sigue se muestra dicho requerimiento, para los dos casos arriba descriptos. En caso que los Grandes Consumidores Potenciales libres permanecieran cautivos como en la actualidad, el requerimiento aplicable a éstos se traslada al Distribuidor que los abastece (UTE), debiendo adicionarse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



El valor máximo de requerimiento de contratar para el SGS, considerando el requerimiento reglamentario de 5 años, es de 1.235 MW para el mes de julio de 2017, y considerando todo el período que abarca el presente estudio (8 años) es de 1.378 MW para el mes de julio de 2020.

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 (término e hidráulico) y próximo a entrar (incluyendo la ampliación de biomasa y ciclo combinado), sin considerar la potencia de origen eólico.

La curva superior (roja) corresponde a considerar el aporte de la potencia eólica ya existente y la próxima a entrar proveniente de de las licitaciones de UTE ya adjudicadas, así como los dos leasing previstos y la asociación UTE – Electrobras para la construcción de un parque eólico.

Se observa un cubrimiento mayor que en el informe del año anterior teniendo en cuenta la generación adicional arrendada por UTE (MVA, MVB y APR A,B y C) con aproximadamente 300 MW adicionales de potencia firme operativos hasta la entrada en funcionamiento del ciclo combinado. Asimismo debido a contar con mejor información que el año anterior del estado de los proyectos de energía eólica y la expansión prevista, se observa un mayor cubrimiento en el caso de considerar la eólica también respecto del año anterior sobre el final del período.



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).

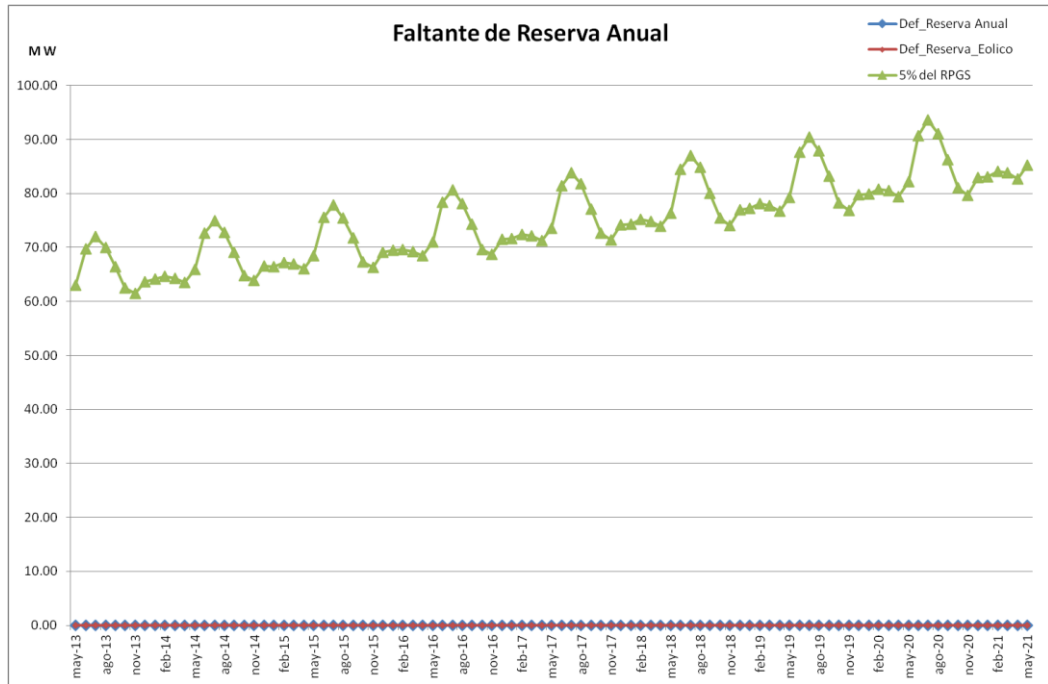
El Seguro de Garantía de Suministro definido en el art. 239, establece:

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 MME. Este requerimiento se aplica al Distribuidor o Comercializador que prevea abastecerlos o bien directamente al Gran Consumidor, si éste es Participante directo del MME.

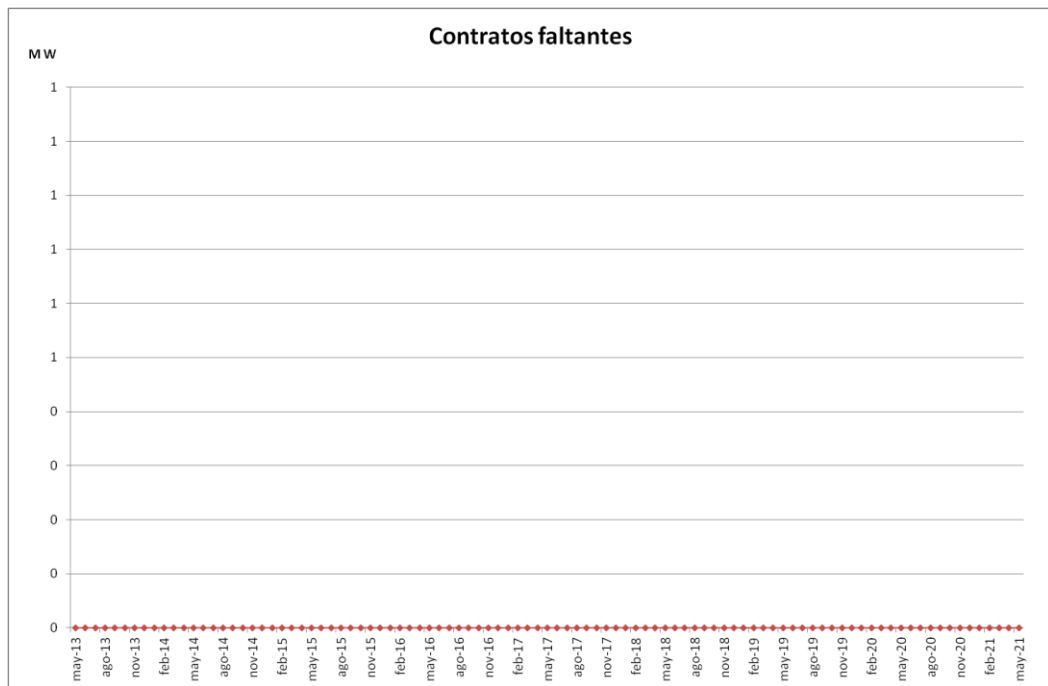
La figura que sigue muestra dos curvas: la correspondiente al faltante de reserva anual calculado como la diferencia entre el requerimiento de Seguro de Garantía de Suministro (descrito en los dos párrafos anteriores) y el Cubrimiento previsto (ítem C del presente informe), y el límite de 5% mencionado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

Se observa que no existen faltantes de reserva para todo el período independientemente que se considere o no la potencia firme de la eólica, esto se debe al aumento en el cubrimiento señalado en el ítem C de este informe propio de la generación adicional arrendada por UTE que afecta al comienzo del período de estudio, en el cual se producían sistemáticamente los faltantes en los últimos informes de garantía de suministro. En lo que refiere al resto de los años la presencia del ciclo combinado hace que no existan faltantes de reserva anual.



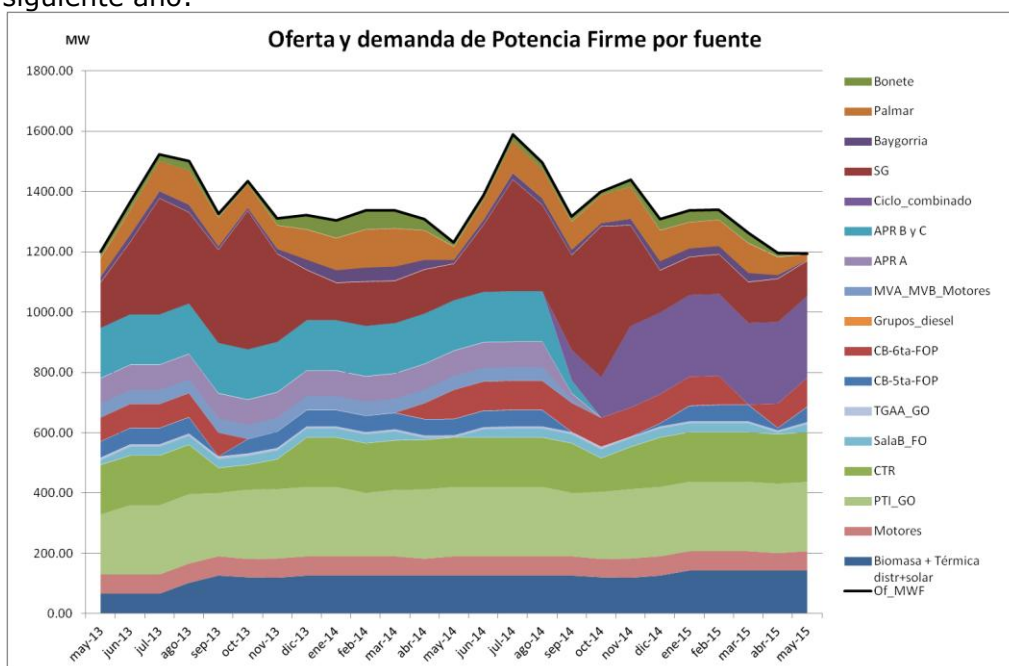
E) Contratos Faltantes

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:



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.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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 MMEE ni ningún Acuerdo de Comercialización inscripto.

I) Reserva Anual para cada Participante Productor

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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 2013 a mayo de 2021 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	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GWh	10,566	10,954	11,371	11,802	12,251	12,717	13,200	13,702	14,222
Crecimiento	5.16%	3.68%	3.80%	3.80%	3.80%	3.80%	3.80%	3.80%	3.80%

Los mismos se obtuvieron a partir de las proyecciones de demanda de generación consideradas en la Programación Estacional para el período Noviembre 2012 – Abril 2013.

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.

Si bien actualmente no existen Grandes Consumidores libres constituidos como Participantes en el MEE, se solicitó a UTE la información relativa a los clientes titulares de uno o más suministros con dichas características, que constituyen los Grandes Consumidores Potenciales. A partir de dicha información se realiza una expansión de los mismos en el tiempo, manteniendo como criterio el mismo crecimiento que tiene la demanda con el tiempo dejando fijo para todo el período de estudio un 21% de grandes consumidores potenciales.

Datos UTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
% GC	17,80%	17,80%	18,52%	19,94%	19,85%	19,91%	21,15%	21,52%	21%
Proyección	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
% GC	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%



Parque Térmico

Se considero el mismo parque térmico y mantenimientos indicados en la Programación Estacional Noviembre-Abril 2013 y en el Programa anual de Mantenimiento.

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)
UPM(*)	30	0.95	28.5	0.95	60
5ta (**)	77	0.7	53.9	0.72	64
6ta (**)	113	0.7	79.1	0.72	94
Sala B	50	0.6	30		
Motores	80	0.8	64	0.8	68
CTR1 (**)	103.5	0.8	82.8	0.74	87
CTR2 (**)	103.5	0.8	82.8	0.74	87
PTA	288	0.8	230.4	0.8	243
TGAA	20	0.5	10		
Ciclo Comb	480	0.9	432	0.9	432

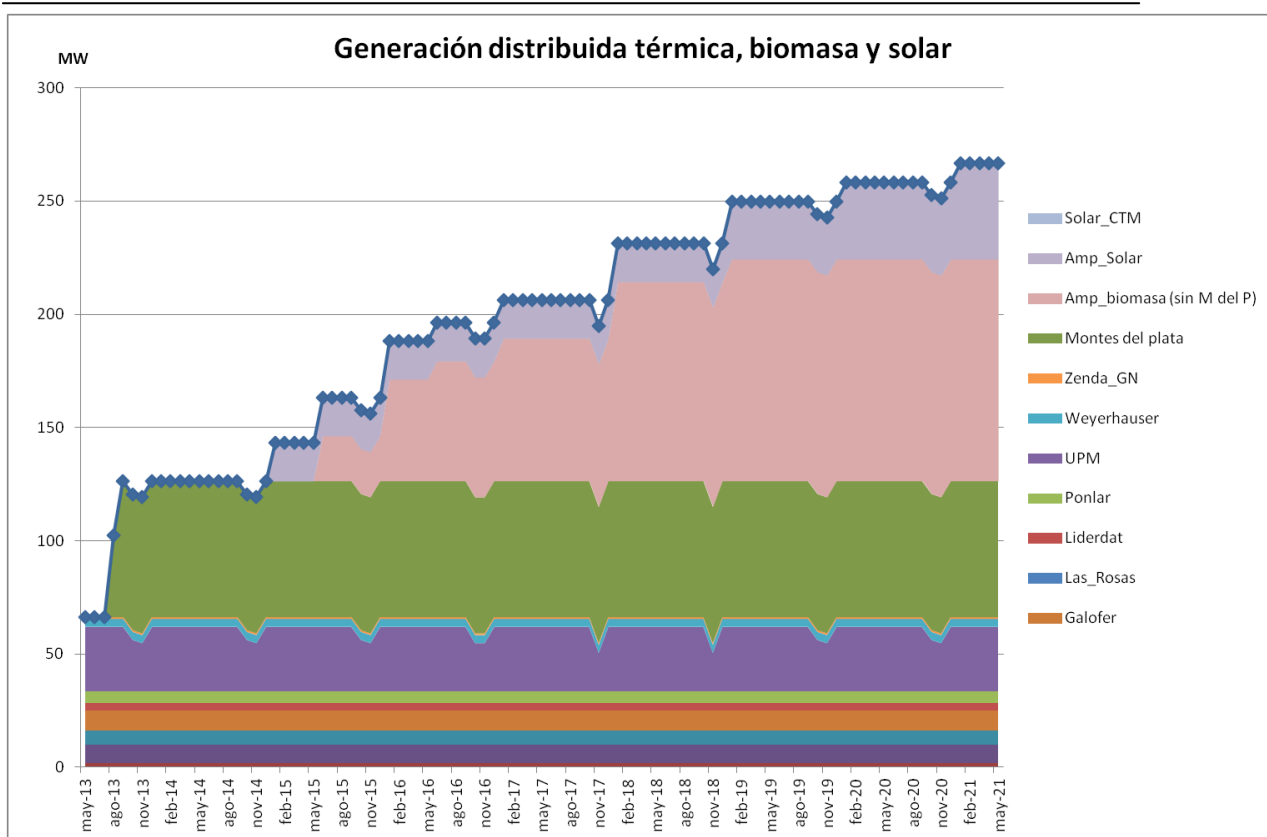
(*) Para el caso de UPM se tomó con fdc=1, considerando por separado el período de mantenimiento declarado, y con fdc=0,5 por una semana posterior a la salida de mantenimiento.

(**) Los factores al 2016 son considerados de esas magnitudes porque al ser lejanas las fechas no se disponen de mantenimientos programados.

(***) 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	0.4	2.0
Ampliación Biomasa	140	0.7	98.0
Ampliación Solar	250	0.17	42.5
Bioener	11.5	0.73	8.4
Fenirol	8.8	0.8	7.0
Galofer	12.5	0.76	9.5
Grupos diesel UTE	6	0.835	5.0
Las Rosas	1.2	0.15	0.2
Liderdat	4.85	0.3	1.5
Montes del Plata	60	1	60.0
Ponlar	4.5	0.8	3.6
Solar CTM	0.48	0.16	0.1
Weyerhauser	4	0.77	3.1
Zenda	3.72	0.2	0.7



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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 según información aportada por la Dirección Nacional de Energía.

Asimismo se consideró la entrada de Montes del Plata desde agosto de 2013 aumentando la potencia entregada a la red hasta septiembre 2013 y junto con su factor de disponibilidad llegando a los 60 MW firmes.

Además se contó la entrada escalonada de parques fotovoltaicos a partir del 2015 considerada con un factor de disponibilidad de 17%.

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:

Fecha	Potencia instalada(MW)
Actual	45,1
02/12/2012	52,3
01/03/2014	140,3
15/03/2014	190,3
29/03/2014	240,3
31/05/2014	337,3
21/06/2014	402,3
19/07/2014	502,3
30/08/2014	569,8
28/02/2015	619,8
14/03/2015	719,8
28/03/2015	834,8
30/05/2015	883,4
27/06/2015	923,4
01/08/2015	973,4
29/08/2015	1023,4
31/10/2015	1073,4
02/01/2016	1122,6
01/01/2018	1222,6
01/01/2019	1322,6
01/01/2020	1422,6
01/01/2021	1522,6



Las fechas previstas para las futuras ampliaciones eólicas, así como su escalonamiento se estimaron en base a información proporcionada por la Dirección Nacional de Energía.

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.

Energía solar fotovoltaica

Se modelaron la planta de 480 kWp de energía solar fotovoltaica en Salto Grande, y a partir de Enero de 2015 se modela el siguiente cronograma de ingreso suministrado por la DNE, y modelado como una máquina térmica con factor de disponibilidad de 0,17:

- 100 MW - Enero 2015
- 50 MW - Enero 2019
- 50 MW - Enero 2020
- 50 MW - Enero 2021

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]	340	600	2400	4000

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.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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 caducaron en el año 2012.

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.

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"

	2013	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]						1260	1394	1439	1400	1328	1250	1230	1273
RC [MW]						929	1027	1060	1031	978	921	906	938
Cubr. Prev. [MW]						1200	1364	1524	1500	1327	1436	1311	1323
5% del RPGS [MW]						63	70	72	70	66	62	61	63,7
Faltante RA [MW]						0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]						0	0	0	0	0	0	0	0
	2014	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1284	1293	1286	1271	1318	1454	1499	1455	1381	1296	1277	1330	
RC [MW]	946	952	948	937	971	1071	1104	1072	1018	955	941	980	
Cubr. Prev. [MW]	1303	1337	1337	1308	1231	1388	1590	1496	1318	1399	1439	1309	
5% del RPGS [MW]	64	65	64	64	66	73	75	73	69	65	64	67	
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	

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2015	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1329	1345	1338	1321	1369	1512	1557	1510	1436	1346	1326	1381
RC [MW]	979	991	986	973	1008	1114	1147	1112	1058	991	977	1017
Cubr. Prev. [MW]	1336	1340	1262	1196	1193	1349	1560	1531	1479	1605	1551	1470
5% del RPGS [MW]	66	67	67	66	68	76	78	76	72	67	66	69
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]	1389	1393	1386	1369	1420	1569	1612	1562	1486	1393	1373	1429
RC [MW]	1023	1026	1021	1009	1046	1156	1188	1151	1095	1026	1012	1053
Cubr. Prev. [MW]	1349	1357	1308	1393	1362	1567	1738	1701	1739	1834	1653	1561
5% del RPGS [MW]	69	70	69	68	71	78	81	78	74	70	69	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]	1433	1449	1443	1424	1472	1628	1677	1635	1542	1452	1427	1484
RC [MW]	1056	1068	1063	1049	1084	1199	1236	1205	1136	1070	1051	1094
Cubr. Prev. [MW]	1558	1572	1572	1506	1446	1601	1724	1669	1692	1806	1620	1559
5% del RPGS [MW]	72	72	72	71	74	81	84	82	77	73	71	74
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]	1487	1504	1498	1478	1528	1690	1741	1696	1601	1508	1481	1539
RC [MW]	1095	1108	1103	1089	1125	1245	1282	1250	1180	1111	1091	1134
Cubr. Prev. [MW]	1572	1566	1594	1550	1473	1654	1800	1770	1772	1876	1702	1618
5% del RPGS [MW]	74	75	75	74	76	84	87	85	80	75	74	77
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]	1545	1561	1555	1534	1586	1752	1809	1758	1665	1566	1538	1596
RC [MW]	1138	1150	1145	1130	1168	1291	1332	1295	1226	1153	1133	1175
Cubr. Prev. [MW]	1589	1610	1613	1544	1515	1646	1818	1763	1799	1889	1758	1638
5% del RPGS [MW]	77	78	78	77	79	88	90	88	83	78	77	80
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]	1599	1617	1610	1588	1643	1814	1872	1821	1726	1622	1592	1659
RC [MW]	1178	1191	1186	1170	1210	1337	1379	1341	1271	1195	1173	1222
Cubr. Prev. [MW]	1612	1615	1605	1552	1502	1708	1795	1769	1824	1871	1685	1630
5% del RPGS [MW]	80	81	80	79	82	91	94	91	86	81	80	83
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
2021	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1661	1682	1676	1653								
RC [MW]	1224	1239	1235	1218								
Cubr. Prev. [MW]	1628	1629	1620	1595								
5% del RPGS [MW]	83	84	84	83								
Faltante RA [MW]	0	0	0	0								



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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

	2013	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Bonete (MWF)						20,9	26	23,6	30	14,1	11,8	23	48,9
Baygorria (MWF)						18,6	24,5	23,1	25,2	11,5	9,14	16,4	34,5
Palmar (MWF)						62	81	99	114	95	78	78	100
S.Grande (MWF)						150	239	385	302	308	460	292	166
5ta C. Battle (MWF)						54	54	54	54	0	48	54	54
6ta C.Battle (MWF)						79	79	79	79	79	0	0	0
Sala B C.Battle (MWF)						16	30	30	30	30	30	30	30
Motores C.Battle (MWF)						64	64	64	64	64	61	64	64
APR (MWF)						251	251	251	251	251	251	251	251
MVA_MVB_Motores (MWF)						48	48	48	48	48	48	48	48
CTR (MWF)						163	163	163	163	82	82	98	163
PTA (MWF)						200	230	230	230	211	230	230	230
TGAA (MWF)						8	8	8	8	8	8	8	8
Ciclo combinado (MWF)						0	0	0	0	0	0	0	0
UPM (MWF)						29	29	29	29	29	23	21	29
Montes del Plata (MWF)						0	0	0	36	60	60	60	60
Gen. Distribuida (MWF)						38	38	38	38	38	38	38	38

	2014	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Bonete (MWF)		58	63	59	37	14	17	23	22	19	12	23	38
Baygorria (MWF)		42	47	48	32	13	16	21	21	18	10	21	31
Palmar (MWF)		106	126	126	97	43	67	106	97	93	93	106	102
S.Grande (MWF)		124	146	140	146	121	221	370	286	314	500	333	139
5ta C. Battle (MWF)		54	54	54	54	54	54	54	54	0	0	0	10
6ta C.Battle (MWF)		0	0	0	52	96	96	96	96	96	96	96	96
Sala B C.Battle (MWF)		30	30	30	8	0	28	30	30	30	30	30	30
Motores C.Battle (MWF)		64	64	64	56	64	64	64	64	64	61	64	64
APR (MWF)		251	251	251	251	251	251	251	251	63	0	0	0
MVA_MVB_Motores (MWF)		48	48	48	48	48	48	48	48	12	0	0	0
CTR (MWF)		163	163	163	163	163	163	163	163	163	111	139	163
PTA (MWF)		230	211	221	230	230	230	230	230	211	223	230	230
TGAA (MWF)		8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	4	8
Ciclo combinado (MWF)		0	0	0	0	0	0	0	0	102	136	272	272
UPM (MWF)		29	29	29	29	29	29	29	29	29	23	21	29
Montes del Plata (MWF)		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Gen. Distribuida (MWF)		38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38



ANEXO II

METODOLOGÍA DE CÁLCULO Y RESULTADOS ADICIONALES

Metodología de cálculo

Para los cálculos de este trabajo se utilizó el software SimSEE v3.86_CHAOS+GNL, 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.

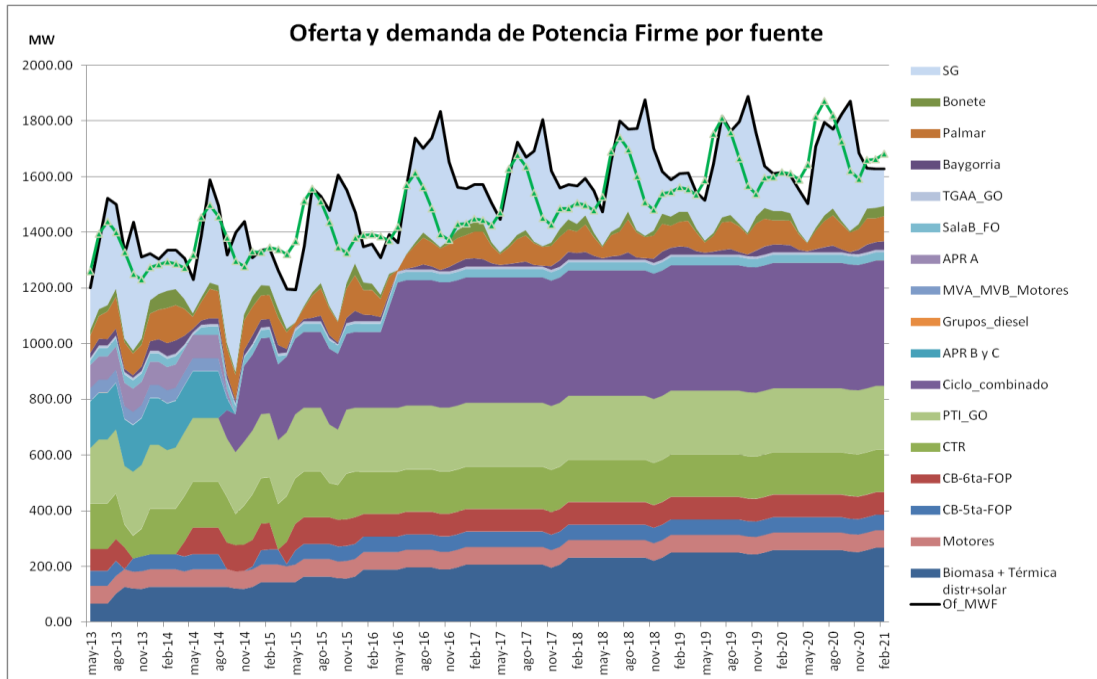
El cálculo de la potencia firme eólica se realizó considerando que la energía firme eólica sería la que corresponde al 95% de probabilidad de excedencia de la energía eólica generada fuera de valle (período firme), dado el vacío reglamentario existente al respecto. De todas maneras ésta no se incluyó 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).

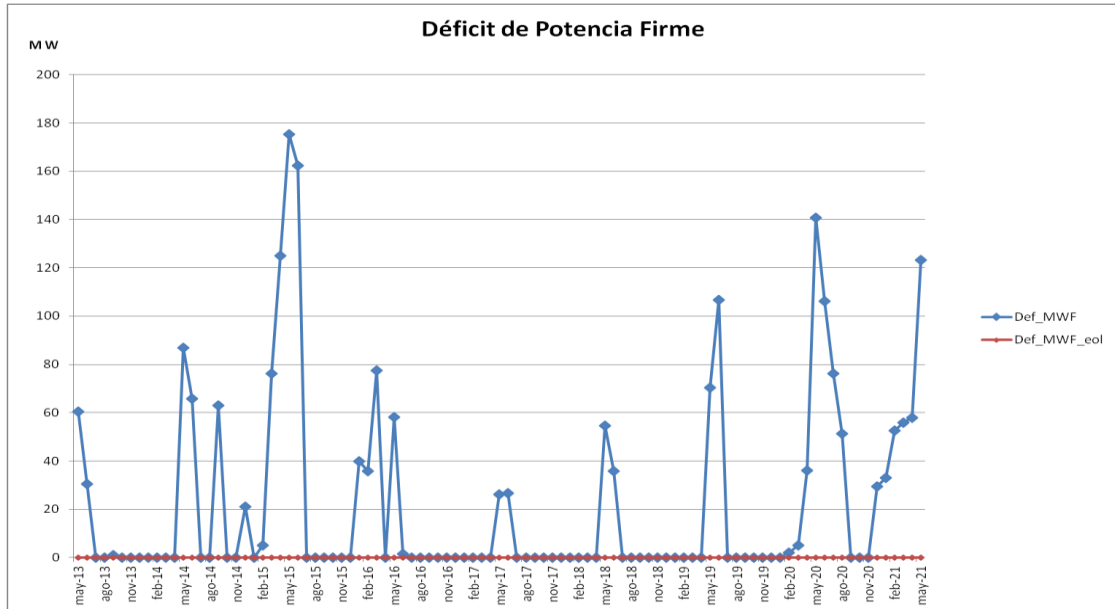


Respecto de esta misma gráfica realizada en el último informe de Garantía de suministro, en este caso se observa que prácticamente no existen déficits de potencia firme. El único déficit notorio se da en el invierno de 2015 donde el ciclo combinado todavía no se combinó y la generación arrendada por UTE ya se dio de baja. Asimismo, se observa que para esas fechas la 6ta unidad de CB se encuentra saliendo de un mantenimiento y la 5ta entrando en su mantenimiento anual, así como una unidad de motores. La diferente ubicación temporal de estos mantenimientos podrían solucionar parcial o totalmente esas diferencias, con lo cual ninguna parece ser significativa.

En el gráfico se pueden observar cada uno de los mantenimientos programados para las diferentes unidades térmicas, así como la entrada escalonada de las diferentes unidades del ciclo combinado y su posterior combinación, que hace aumentar su potencia firme disponible

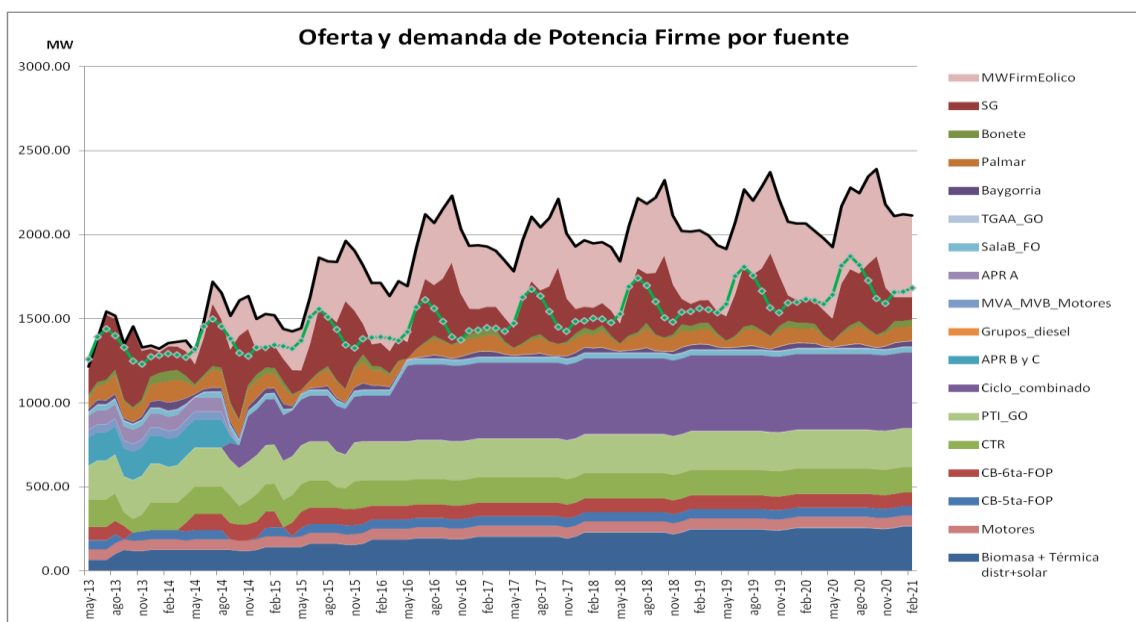
Se observa el pico invernal de la demanda, aproximadamente en el mes de julio de cada año, y el aumento notorio de generación hidráulica hacia fines del otoño, invierno y primavera, disminuyendo a principios del verano.

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:



Se observa que el máximo faltante de potencia firme sería de unos 180 MW, a diferencia de los 280 MW del informe del año anterior. Asimismo, se puede apreciar que de considerar la potencia firme correspondiente a la generación eólica, no existirían faltantes de potencia firme en todo el período en curso.

Complementando esto se puede apreciar en la siguiente figura cómo sería el cubrimiento previsto contra el RPGS en el caso de considerar la potencia firme de origen eólico.





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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, APRs, MVA, MVB y futuro Ciclo Combinado), Gen_Dis (incluye los generadores distribuidos de biomasa a excepción de UPM, grupos Diesel de UTE, solar CTM, Zenda, y ampl. solar), Agentes en Transmisión (incluye UPM y Montes del Plata) y Eólica (generación distribuida).

2013	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)					102	132	146	169	121	98,8	117	183
S.Grande (MWF)					150	239	385	302	308	460	292	166
Térmica TV (MWF)					213	227	227	227	173	139	148	148
Térmica TG (MWF)					669	699	699	699	599	618	634	699
Gen_Dis (MWF)					37,9	38	37,9	37,9	37,9	37,9	38	37,9
Ag. Tra. (MWF)					29	28,5	28,5	64,5	88,5	82,8	81,4	89
Eólica (MWF)					16	17,6	18	17,9	20,1	20	18,6	18
2014	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	206	236	233	166	70,2	99,6	150	140	129	115	151	171
S.Grande (MWF)	124	146	140	146	121	221	370	286	314	500	333	139
Térmica TV (MWF)	148	148	148	170	214	241	244	244	190	187	190	200
Térmica TG (MWF)	699	680	690	699	699	699	699	699	558	477	645	673
Gen_Dis (MWF)	37,9	38	38	38	38	38	37,9	37,9	37,9	37,9	38	37,9
Ag. Tra. (MWF)	89	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	82,8	81,4	89
Eólica (MWF)	18	16,7	27,3	61,8	72,9	93,9	131	158	200	209	198	188
2015	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	154	148	163	85,5	23,1	54	105	138	116	85	144	209
S.Grande (MWF)	125	131	135	142	116	215	374	312	342	522	334	181
Térmica TV (MWF)	241	244	148	152	238	244	244	244	244	241	244	244
Térmica TG (MWF)	673	673	673	673	673	673	673	673	613	599	673	673
Gen_Dis (MWF)	54,9	55	55	55	55	75	75	75	75	75	75	74,9
Ag. Tra. (MWF)	89	88,5	89	89	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	82,8	81,4	89
Eólica (MWF)	192	182	177	230	249	278	305	311	357	358	353	351
2016	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	141	136	96,4	82,5	6,71	55	95,8	134	109	88,3	114	142
S.Grande (MWF)	128	141	132	141	97,1	246	376	301	365	487	279	153
Térmica TV (MWF)	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231
Térmica TG (MWF)	661	661	661	750	839	839	839	839	839	839	839	839
Gen_Dis (MWF)	99,9	100	100	100	100	108	108	108	108	108	108	108
Ag. Tra. (MWF)	89	89	89	89	89	89	89	89	89	81	81	89
Eólica (MWF)	364	355	328	332	331	355	383	371	415	399	380	374
2017	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	152	160	159	89,1	52,6	79,6	116	132	91,1	75,1	99,2	137
S.Grande (MWF)	130	136	137	141	117	245	332	260	325	455	256	146
Térmica TV (MWF)	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231
Térmica TG (MWF)	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839
Gen_Dis (MWF)	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118
Ag. Tra. (MWF)	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	77	89
Eólica (MWF)	380	357	333	340	337	368	382	376	408	406	388	370
2018	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic



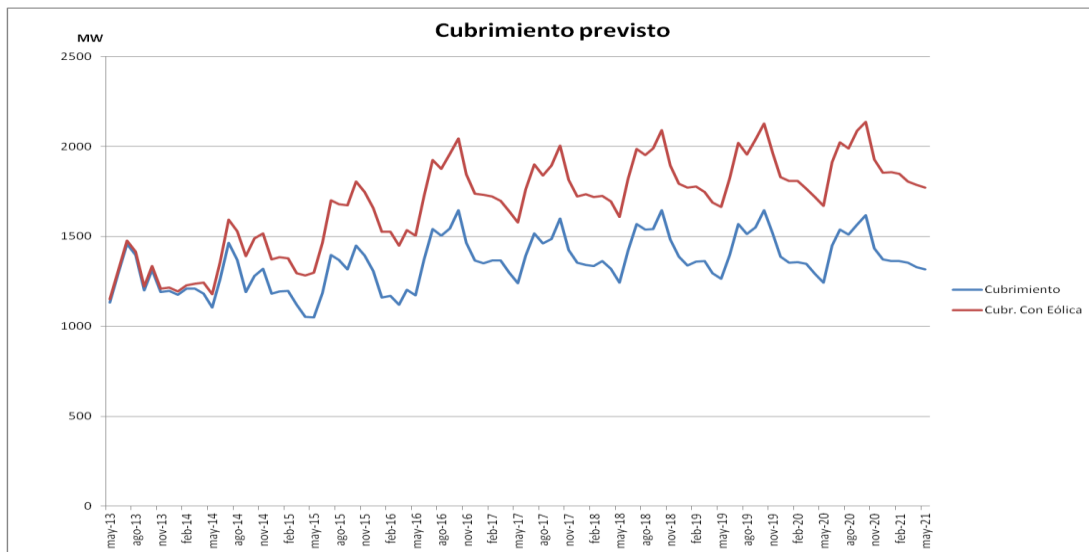
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Río Negro (MWF)	146	130	161	98,4	51,5	101	119	175	107	87,4	117	167
S.Grande (MWF)	125	135	132	151	121	252	381	294	364	488	295	150
Térmica TV (MWF)	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231
Térmica TG (MWF)	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839
Gen_Dis (MWF)	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
Ag. Tra. (MWF)	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	77	89
Eólica (MWF)	394	383	363	375	367	397	416	413	449	447	413	406
2019	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	138	155	155	94,9	51,5	78,8	135	144	113	84,7	145	169
S.Grande (MWF)	132	135	138	129	144	248	364	299	367	491	300	150
Térmica TV (MWF)	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231
Térmica TG (MWF)	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839
Gen_Dis (MWF)	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161
Ag. Tra. (MWF)	89	89	89	89	89	89	89	89	89	83	81	89
Eólica (MWF)	431	416	383	395	398	427	452	441	490	483	451	440
2020	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	150	149	142	75,7	36,5	89,9	133	159	115	83,1	109	158
S.Grande (MWF)	134	137	135	148	137	290	334	283	382	466	255	144
Térmica TV (MWF)	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231
Térmica TG (MWF)	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839
Gen_Dis (MWF)	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Ag. Tra. (MWF)	89	89	89	89	89	89	89	89	89	83	81	89
Eólica (MWF)	453	453	419	425	426	461	485	478	521	517	495	482
2021	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	152	158	147	105								
S.Grande (MWF)	140	134	137	154								
Térmica TV (MWF)	231	231	231	231								
Térmica TG (MWF)	839	839	839	839								
Gen_Dis (MWF)	178	178	178	178								
Ag. Tra. (MWF)	89	89	89	89								
Eólica (MWF)	495	486	451	458								

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

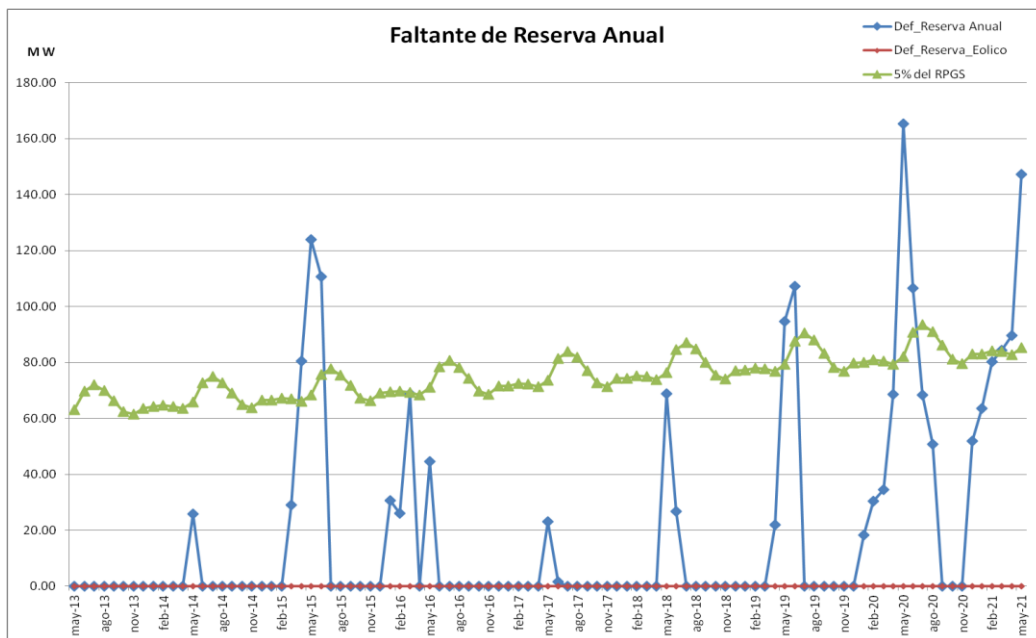
A continuación se muestran los resultados de los ítems C, D y E, sin considerar como potencia firme la proveniente de los contratos de los generadores distribuidos que no aseguran el suministro, o bien que realizan sus transacciones en el mercado spot. Se continúa considerando sin embargo que todas las 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):

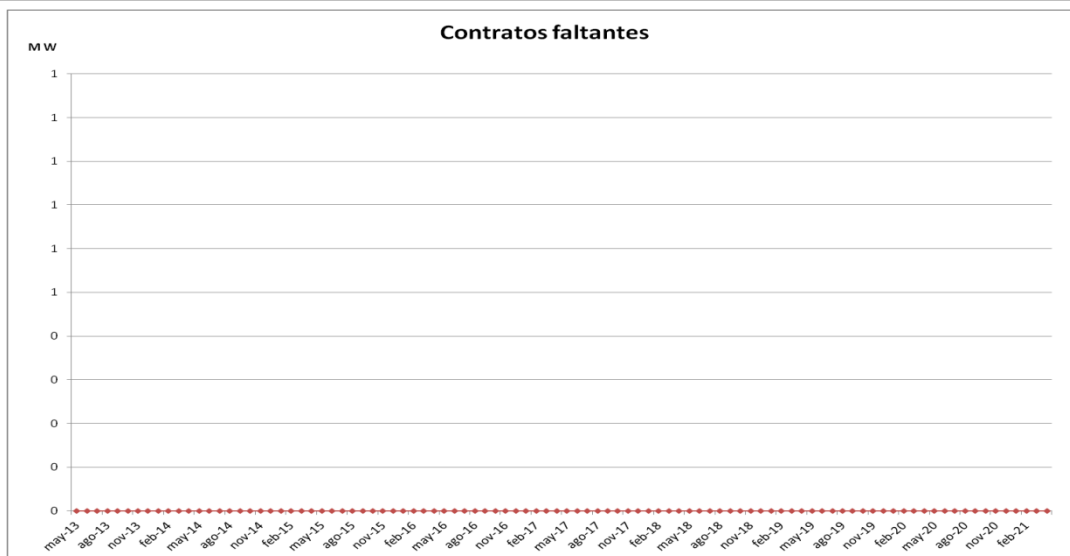


Puede comprobarse que el cubrimiento previsto resulta menor que el mostrado en el informe.

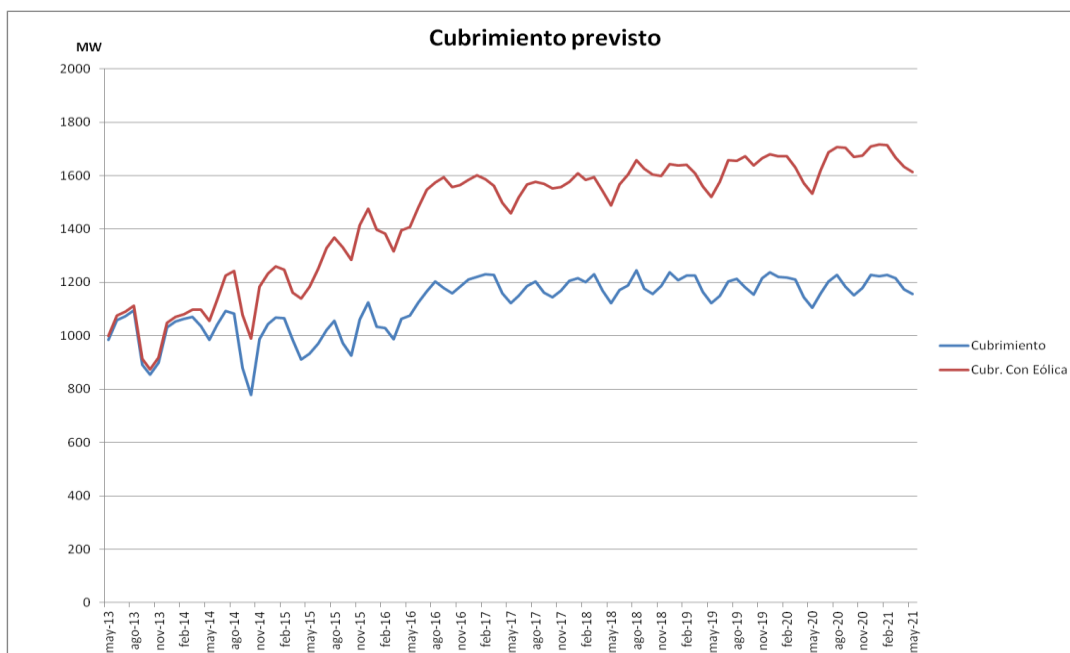
El menor cubrimiento previsto trae aparejado como consecuencia directa que el faltante de Reserva Anual resulte mayor al mostrado en el informe, tal como puede verse en la siguiente gráfica; aparecen algunos casos puntuales que superan el límite del 5% del RPGS.

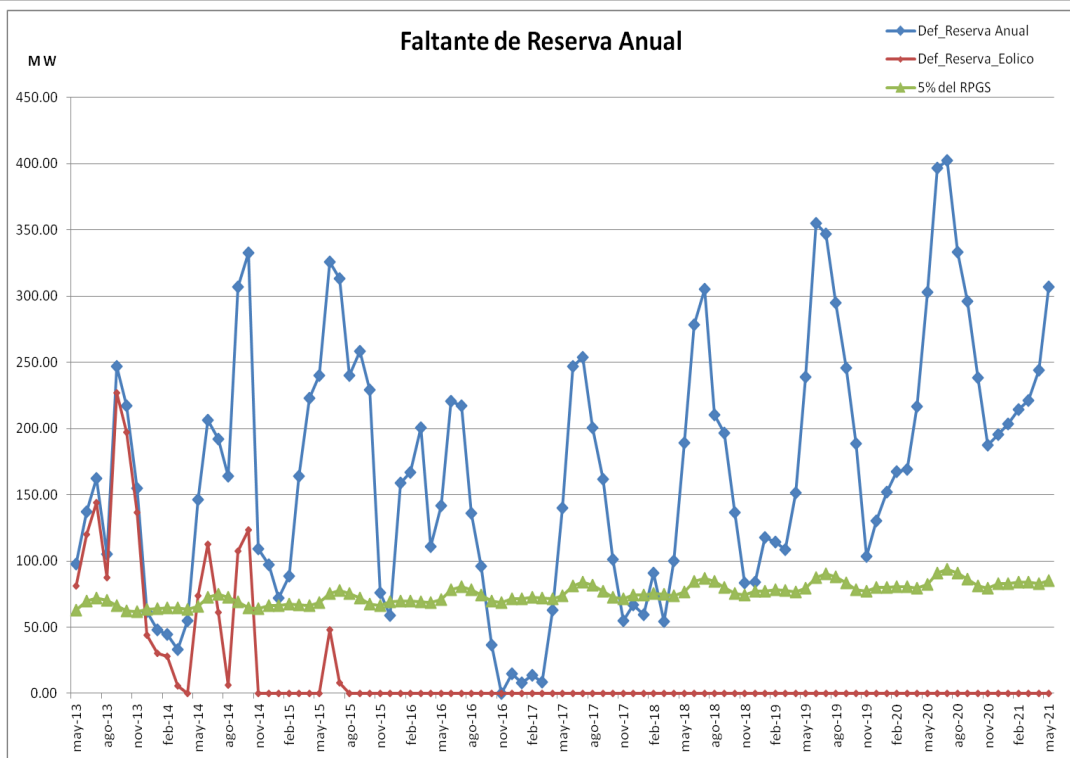


Pese al menor cubrimiento previsto, no se llegan a apreciar Contratos Faltantes a diferencia de este mismo gráfico realizado en el informe del año anterior. Se puede apreciar en la siguiente gráfica:

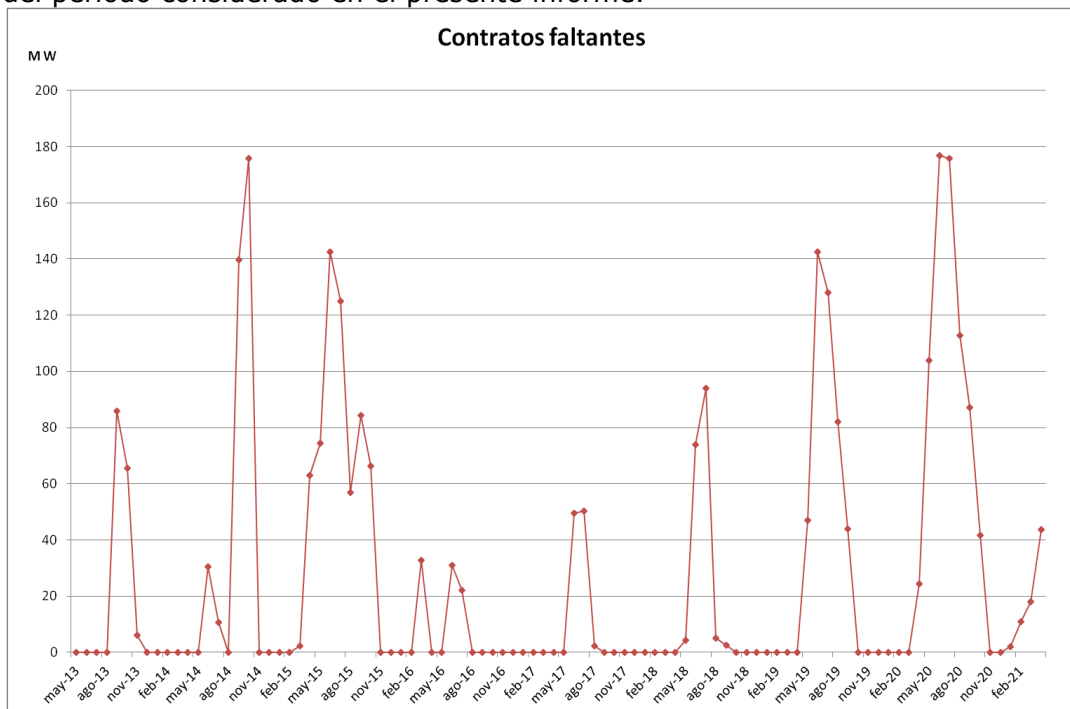


Si tampoco se considerara la potencia firme proveniente de la central de S.Grande, dado que la misma, según observa URSEA en su informe N° 373/2010, no tiene su energía contratada, los resultados serían los siguientes:



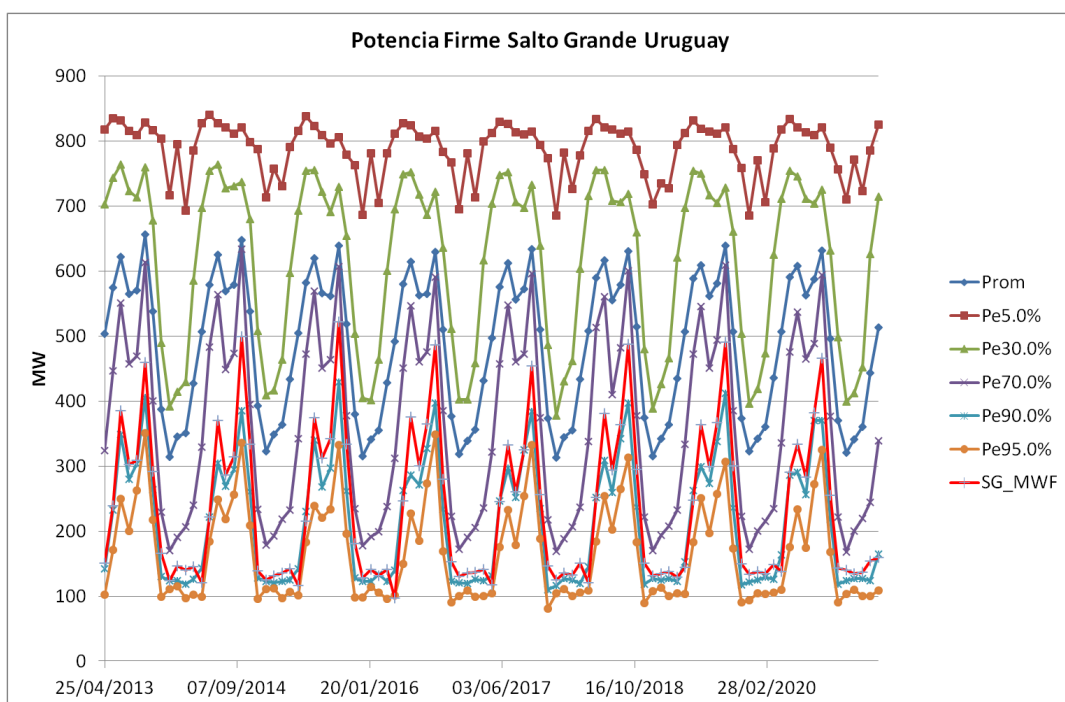


Puede verse que en esta situación el cubrimiento previsto es mucho menor, existiría un faltante de reserva anual en todos los años del período (no así si se considerara la potencia firme de origen eólico con la definición como la mencionada), lo cual origina la existencia de contratos faltantes hasta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



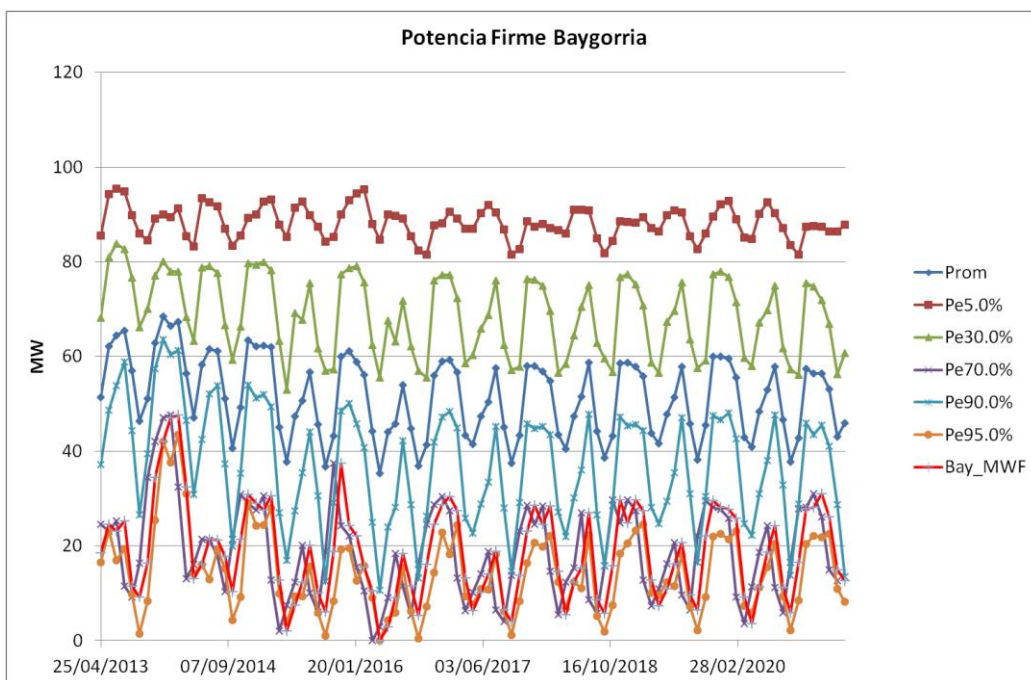
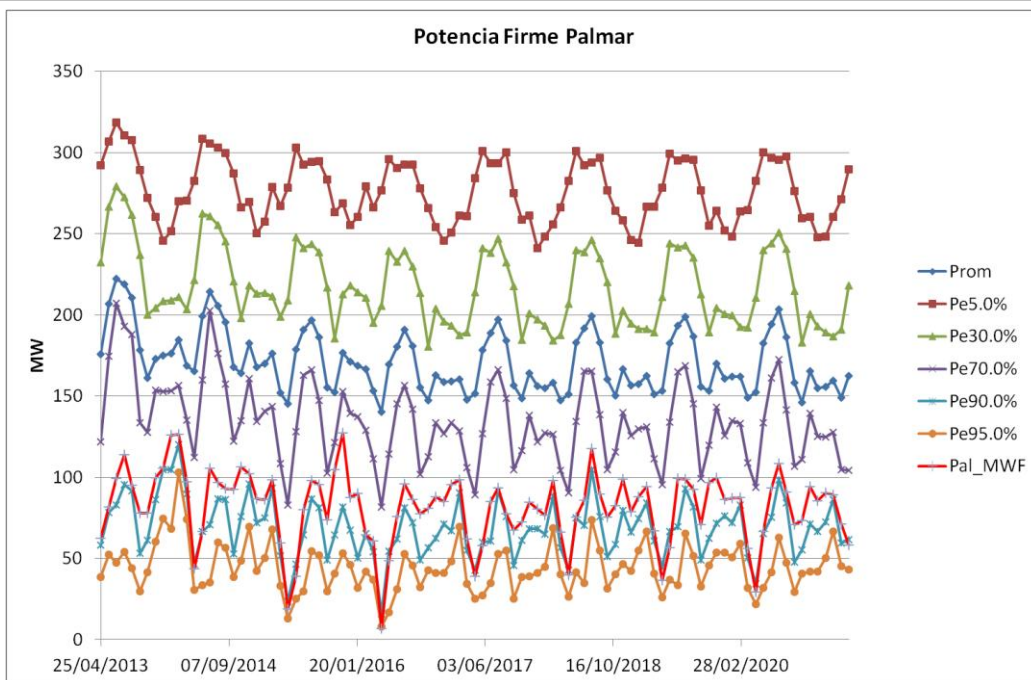
En las gráficas presentadas a continuación se muestra la probabilidad de excedencia de la energía firme (5%, 30%, promedio, 70%, 90% y 95%) considerada para cada central hidroeléctrica en forma independiente, así como la resultante de aplicar el art.222 del RRMM, el cual especifica la forma de cálculo 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).

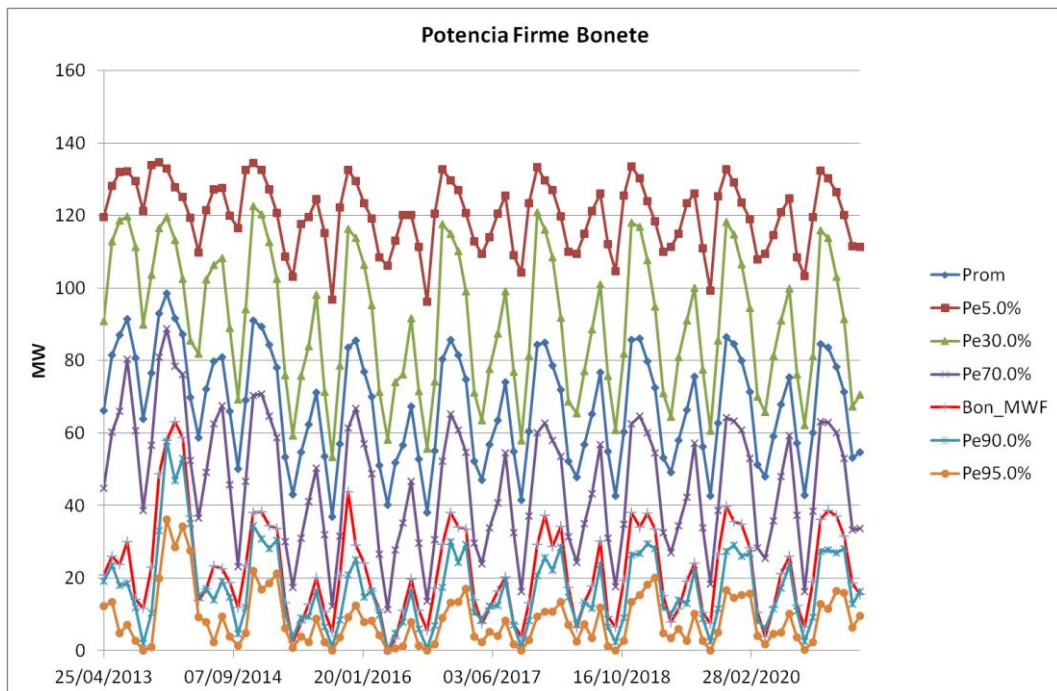
Puede observarse de las gráficas que dicho cálculo equivale a considerar una probabilidad de excedencia apenas algo menor al 90%.





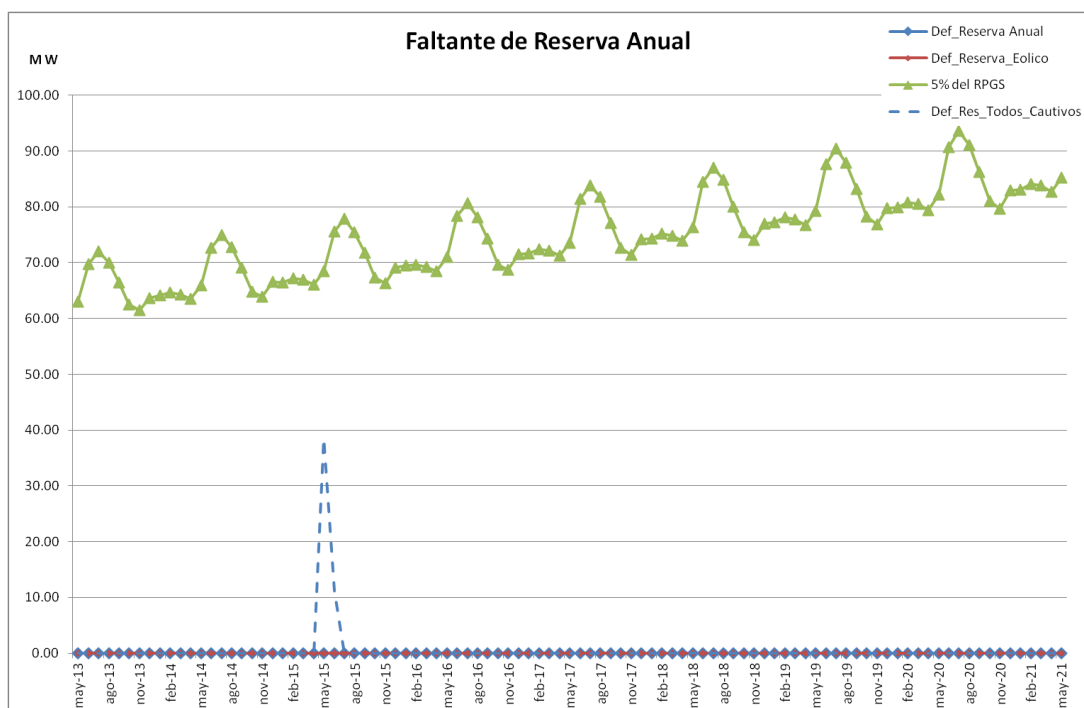
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





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.





El gráfico muestra la diferencia entre el requerimiento de SGS y el Cubrimiento previsto. Las curvas azul (Déficit de Reserva Anual) y roja (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 azul 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).

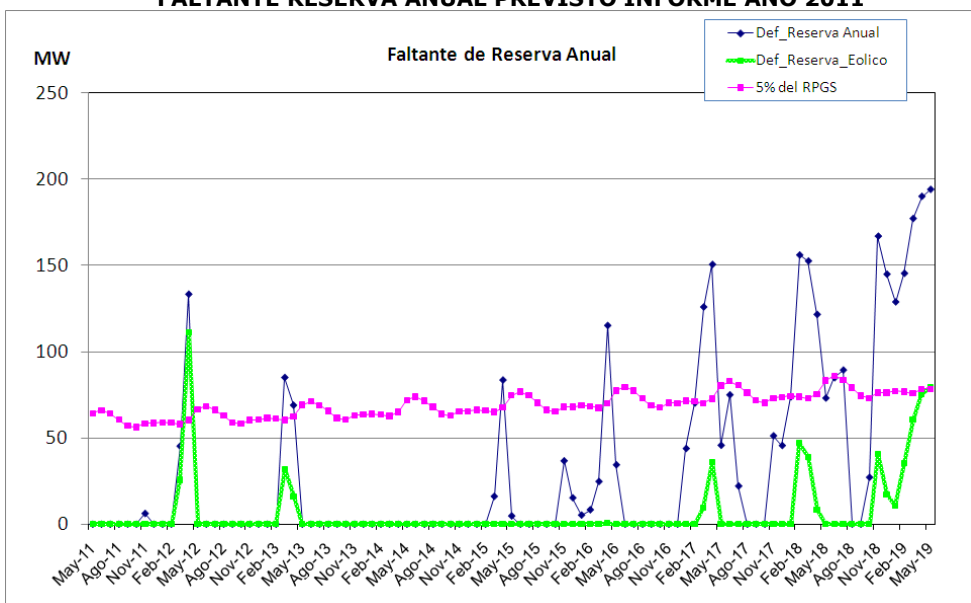
Cabe señalar que si bien este faltante es incrementado a diferencia del año anterior, aún en este peor caso no se supera en ningún momento el 5% del RPGS.



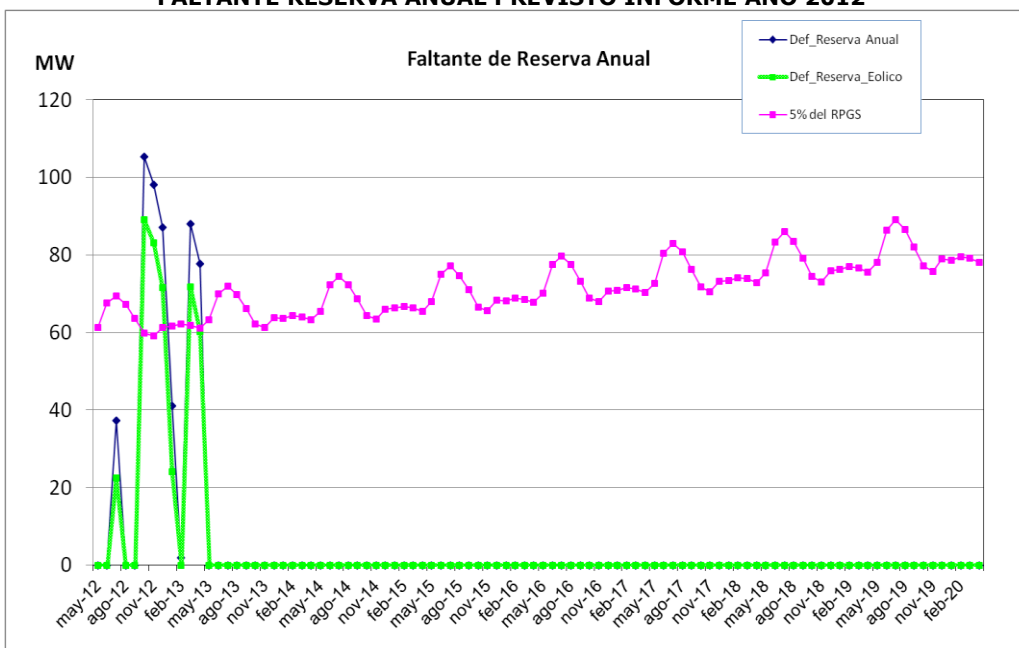
**ANEXO III
RESULTADOS INFORME DE GARANTIA DE SUMINISTRO ÚLTIMOS AÑOS**

Si se observa el resultado del informe de garantía de suministro de los últimos años, queda de manifiesto cómo, en función de las incorporaciones de potencia firme en el sistema y de la confirmación de obras como la construcción del Ciclo Combinado, ha cambiado la situación respecto al faltante de reserva anual. No apreciándose faltante alguno para el informe de este año

FALTANTE RESERVA ANUAL PREVISTO INFORME AÑO 2011



FALTANTE RESERVA ANUAL PREVISTO INFORME AÑO 2012





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

FALTANTE RESERVA ANUAL PREVISTO INFORME AÑO 2013

